

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ) Нефтегазовое дело

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Особенности технологии гидравлического разрыва пласта на Пильтун-Астохском нефтегазоконденсатном месторождении (Сахалинская область)

УДК 622.276.66(571.642)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4В	Селезнева Александра Владимировна		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД ИШПР	Хомяков Иван Сергеевич	К.х.н., доцент		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гладких Марина Алексеевна			

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Криницына Зоя Васильевна	К.т.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Томск – 2019 г.

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа Природных ресурсов
Отделение Нефтегазовое дело
Направление 21.03.01 Нефтегазовое дело

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б4В	Селезнева Александра Владимировна

Тема работы:

Особенности технологии гидравлического разрыва пласта на Пильтун-Астохском нефтегазоконденсатном месторождении (Сахалинская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	1829/с от 11.03.2019 г.
Срок сдачи студентом выполненной работы:	04.06.2019

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Определение гидравлического разрыва пласта; скин-фактор; виды ГРП; факторы подготовки к ГРП; механизм ГРП и опыт применения; краткая геолого-гидрогеологическая характеристика района расположения участка недр; обзорное описание морской буровой платформы Z; технологические особенности операции Frac&Pack, общие сведения о графийном фильтре; реализация операции гидравлического разрыва пласта с установкой гравийного фильтра; практические расчеты при гидравлическом разрыве пласта и установки гравийного фильтра; расчет технологического эффекта; расчет объема дополнительной добычи нефти, затраты на аренду спецтехники, затраты на материалы и реагенты, затраты на оплату труда, страховые взносы, накладные расходы, экономическая эффективность от внедрения метода; производственная безопасность, анализ вредных производственных факторов, анализ опасных производственных факторов; экологический контроль на производстве, источники загрязнения и виды воздействия на природную среду, решение по обеспечению экологической безопасности при проведении ГРП; безопасность в чрезвычайных
---------------------------------	---

	ситуациях; специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства, организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	1. Технология проведения гидравлического разрыва пласта и опыт применения. 2. Особенность технологии гидравлического разрыва пласта на Z месторождении. 3. Расчёт технологических параметров гидравлического разрыва пласта с установкой гравийного фильтра. 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение. 5. Социальная ответственность.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы:	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	к.т.н., доцент Криницына Зоя Васильевна
«Социальная ответственность»	Ассистент Черемискина Мария Сергеевна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
В работе отсутствуют разделы на иностранном языке	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	
---	--

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД ИШПР	Хомяков Иван Сергеевич	к.х.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4В	Селезнева Александра Владимировна		

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7) (ЕАС-4.2а) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3е)
в области производственно-технологической деятельности		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
в области организационно-управленческой деятельности		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18)

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
	производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	(ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК-17, ПК-19, ПК-22)
в области экспериментально-исследовательской деятельности		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально- исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий	Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)
в области проектной деятельности		
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3c), (ЕАС-4.2-e)

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Уровень образования Бакалавриат
 Отделение школы (НОЦ) Нефтегазовое дело
 Период выполнения Осенний / весенний семестр 2018 /2019 учебного года

Форма представления работы:

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	04.06.2019
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
20.03.2019	1. Технология проведения гидравлического разрыва пласта и опыт применения	25%
29.03.2019	2. Краткая геолого-гидрогеологическая характеристика района расположения участка недр.	20%
15.04.2019	3. Расчёт технологических параметров гидравлического разрыва пласта с установкой гравийного фильтра.	25%
20.05.2019	4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.	20%
20.05.2019	5. Социальная ответственность	10%

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД ИШПР	Хомяков Иван Сергеевич	К.х.н., доцент		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гладких Марина Алексеевна			

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 81 страниц, в том числе 14 рисунков, 12 таблиц. Список литературы включает 23 источника.

Ключевые слова: гидравлический разрыв пласта, гравийный фильтр, продуктивность скважины, оборудование, методы увеличения нефтеотдачи.

Объектом исследования является технология гидроразрыва пласта с установкой гравийного фильтра.

Цель работы – исследовать применение гидравлического разрыва пласта с установкой гравийного фильтра на Z месторождении, как метод борьбы с пескопроявлением.

В процессе исследования был произведен анализ применения и расчет гидроразрыва с установкой гравийного фильтра, подбор необходимого оборудования для выбранного метода, определение экономического эффекта от внедрения мероприятия.

В результате исследования был выявлен положительный эффект от проведения мероприятия гидроразрыва пласта.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: технология и организация выполнения работ, проведение гидравлического разрыва пласта и установке гравийного фильтра.

Экономическая эффективность/значимость работы: дебит нефти на обрабатываемой скважине увеличился в 2,3 раза, затраты на проведение гидроразрыва пласта окупились в течение двух-трех месяцев.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ГРП - гидравлический разрыв пласта

ППД - поддержание пластового давления

КВЧ - концентрация взвешенных частиц

НКТ - насосно-компрессорные трубы

ПЗП - призабойная зона пласта

КС - компрессорная станция

ГСМ - горюче-смазочные материалы

ДВС - двигатель внутреннего сгорания

ЧС - чрезвычайная ситуация

ПЛВА - план ликвидации возможных аварий

СИЗ - средства индивидуальной защиты

ТБ - техника безопасности

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	12
1. ТЕХНОЛОГИЯ ПРОВЕДЕНИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА И ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ.	14
1.1.Определение гидравлического разрыва пласта	14
1.2.Скин-фактор.....	14
1.3.Виды ГРП.....	16
1.4.Факторы подготовки к ГРП	18
1.5.Механизм ГРП и опыт применения.....	19
2. ОСОБЕННОСТЬ ТЕХНОЛОГИИ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА НА Z МЕСТОРОЖДЕНИИ	22
2.1.Краткая геолого-гидрогеологическая характеристика района расположения участка недр.....	22
2.2.Обзорное описание морской буровой платформы Z	26
2.3.Технологические особенности операции Frac&Pack. Общие сведения о гравийном фильтре.....	28
2.4.Реализация операции гидравлического разрыва пласта с установкой гравийного фильтра	32
3. РАСЧЕТ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА С УСТАНОВКОЙ ГРАВИЙНОГО ФИЛЬТРА.....	36
3.1.Практические расчеты при гидравлическом разрыве пласта и установки гравийного фильтра	37
3.2.Расчет технологического эффекта.....	43
4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	47
4.1.Расчет объема дополнительной добычи нефти.....	49

4.2. Затраты на аренду спецтехники.....	50
4.3. Затраты на материалы и реагенты	52
4.4. Затраты на оплату труда.....	53
4.5. Страховые взносы.....	54
4.6. Накладные расходы	56
4.7. Экономическая эффективность от внедрения метода	57
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	65
5.1. Производственная безопасность.....	66
5.1.1 Анализ вредных производственных факторов.....	67
5.1.2 Анализ опасных производственных факторов.....	69
5.2. Экологический контроль на производстве.....	71
5.2.1 Источники загрязнения и виды воздействия на природную среду.....	73
5.2.2 Решения по обеспечению экологической безопасности при проведении ГРП.....	74
5.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	74
5.4. Специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства	75
5.4.1 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.....	76
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	78
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	79

ВВЕДЕНИЕ

Проект "Сахалин-2" по освоению нефтегазоносного шельфа острова Сахалин является одним из наиболее крупных проектов на территории РФ, финансируемый средствами иностранного капитала, и одним из крупных мировых проектов по добыче нефти и природного газа.

Совокупные добываемые запасы углеводородов по проекту "Сахалин-2" составляют свыше 1,12 млрд кубометров газа и 3,98 млн тонн нефти и конденсата (по данным на 2018 г.).

Для обеспечения высокого уровня добычи углеводородов, повышению нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти уделяется особое внимание, а не только разведке и освоению новых месторождений.

Многие компании сталкиваются с явлением снижения продуктивности скважин, вызванных разного рода осложнениями. Одним из таких осложнений можно выделить вынос песка из пласта восходящим потоком флюида, ведущие к снижению дебитов. Для их увеличения на Z месторождении компанией-оператором применяется операция гидравлического разрыва пласта (ГРП – далее по тексту) совместно с контролем выноса песка.

Актуальность данной темы состоит в том, что все большая часть запасов добываемых углеводородов приходится на часть продуктивных пластов в слабосцементированных породах, которые подвергаются разрушению при разработке, и, как следствие, выносу песка, в связи с чем компании проявляют все больший интерес к методам устранения или контроля выноса песка из скважин.

Объект исследования настоящей работы – технология ГРП, применяемая на Z месторождении. Предмет исследования – технология ГРП с установкой гравийного фильтра.

В настоящей работе мы ставим себе целью определить особенность применения технологии ГРП на Z месторождении.

Для реализации вышеуказанной цели мы ставим перед собой следующие задачи:

- изучить теоретические основы технологии ГРП;
- проанализировать эффективность проведенной операции ГРП на месторождении;
- определить эффект применения технологии.

1. Технология проведения гидравлического разрыва пласта и опыт применения.

Гидравлический разрыв, оказывая воздействие на пласты, увеличивает производительность скважин, одновременно ускоряет отбор нефти и повышает нефтеотдачу. Нарастивание производительности скважин и нефтеотдачи пласта объясняет широкое применение метода при разведке и разработке нефтяных месторождений [7].

1.1. Определение гидравлического разрыва пласта

Гидравлический разрыв пласта – способ образования трещин в породах, прилегающих к нефтяной скважине, за счет повышения давления жидкости на забое скважины. Используется для увеличения продуктивности нефтяных скважин. [6].

Сущность ГРП заключается в закачке рабочей жидкости под высоким давлением, которая вызывает раскрытие естественных или формирование искусственных трещин в продуктивном пласте, и последующей закачке песчано-жидкостной смеси или кислотного раствора, вызывающей расклинивание образованных трещин с сохранением их высокой пропускной способности после окончания процесса и удаления избыточного давления [7].

Гидравлический разрыв пласта зарекомендовал себя эффективным методом интенсификации добычи из различных типов коллекторов по всему миру. Применение технологий ГРП осуществляется и на высокодебитных скважинах в том числе. Во многих низкопроницаемых газовых пластах ГРП принимается эффективным методом как часть программы заканчивания скважин.

ГРП признан эффективным методом создания высокопроводящего канала, обеспечивающего приток флюидов через загрязненную зону к скважине [22].

1.2. Скин-фактор

При фильтрации флюида через пористую среду происходят потери давления. Чем меньше проницаемость породы, тем сложнее флюиду преодолеть

определенное расстояние, и тем больше падает давление. В связи с этим необходимы дополнительные затраты давления для того, чтобы получить тот же дебит на скважине, что и в случае однородного пласта, если около скважины существует зона сниженной проницаемости [3].

В модели притока такие отклонения от случая идеального однородного пласта учитываются при помощи дополнительного падения давления ΔP_s , или понятия скин-эффекта, являющимся разницей между забойным давлением, рассчитанным для однородной радиальной модели, и реальным значением забойного давления, учитывающим изменение проницаемости в призабойной зоне.

Дополнительное падение давления ΔP_s можно представить в виде:

$$\Delta P_s = 18.41 * \frac{q * B * \mu}{k * h} * S, \quad (1)$$

где S – скин-фактор (рисунок 1), безразмерная величина, детерминирующая состояние ПЗП и зависящая исключительно от свойств измененной зоны пласта, а именно от проницаемости в этой зоне k_s и ее радиуса r_s [3].

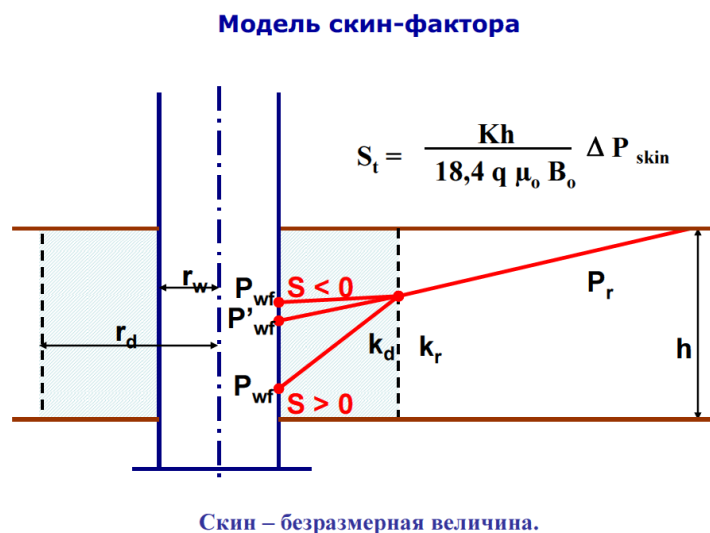


Рисунок 1 – Модель скин-фактора

Существует аналитическая формула, позволяющая оценить скин-фактор, если известны k_s и r_s . Она называется формулой Ховкинса:

$$S = \left(\frac{k}{k_s} - 1 \right) \ln \frac{r_s}{r_w}, \quad (2)$$

где k – проницаемость нетронутой части пласта [мД],

r_w – радиус открытого ствола скважины [м] [3].

Применение вышеуказанной формулы для оценки скин-фактора на практике ограничено за счет загрязнения призабойной зоны пласта, поскольку практически невозможно вычислить глубину проникновения зоны и ее проницаемость.

В связи с этим в уравнении притока участвует так называемый совокупный (или интегральный) скин-фактор, который есть совокупный результат дополнительного падения давления в призабойной зоне пласта за счет загрязнения призабойной зоны, наличия механических проблем (фильтр, перфорация, частичное вскрытие и прочие) и интенсификации притока.

Общий скин-фактор рассчитывается по следующей формуле:

$$S = S_d + S_p + S_{pp} + S_{turb} + S_o + S_s + \dots \quad (3)$$

где S_d – скин из-за загрязнения ПЗП (+)

S_p – скин из-за перфорации (+)

S_{pp} – скин из-за частичного вскрытия пласта (+)

S_{turb} – скин из-за non-Darcy эффект (+)

S_o – скин из-за наклона ствола скважины (-)

S_s – скин, возникающий при стимуляции (-)

S_d иногда равен нулю при кислотной обработке. $S_t < 0$ при гидроразрыве.

Одной из целей ГРП является обход скин зоны. В результате ГРП между скважиной и пластом создается зона высокой проводимости.

1.3. Виды ГРП

Основными видами операций по стимулированию скважин, при которых закачка рабочих жидкостей осуществляется при давлениях выше давления разрыва нефтеносного пласта выделяются следующие:

- Традиционная операция ГРП – жидкости закачиваются в скважины с большой скоростью и под большим давлением, превосходящее давление

гидроразрыва пласта, с последующим закреплением трещины, сформировавшейся закачиваемым расклинивающим материалом – проппантом, который предотвращает ее закрытие [3].

- Многостадийный ГРП – одна из самых новых технологий в нефтяной отрасли, наиболее эффективная для горизонтальных скважин. Ее применяют и на традиционных запасах, и на трудноизвлекаемых. Технология такого вида ГРП включает в себя проведение гидropескоструйной перфорации с помощью насосно-компрессорных гибких труб с последующим осуществлением операции гидравлического разрыва пласта в рамках одной операции. Такая технология позволяет снизить время на освоение скважины, ускорить её введение в эксплуатацию, стимулировать извлечение запасов из пласта. Отличие этой технологии от традиционной операции ГРП – поочередное проведение нескольких операций гидроразрывов [8].

- Технология кольцевого экранирования – разновидность операции ГРП, при которой создаются небольшие трещины (порядка нескольких десятков метров) шириной до 30 мм. Такая операция проводится на высокодебитных скважинах для сокращения скорости потока и его турбулентности в призабойной зоне скважины, а также лимитирует вынос песка.

- Кислотный ГРП – в этом процессе кислота закачивается под давлением, достаточным для образования и развития трещины, при реакции кислоты с породой происходит ее растворение. Глубокие высоко проводимые каналы, обеспечивающие увеличение притока к стволу скважины, остаются после снятия нагрузки и закрытия трещины [3].

- ГРП с установкой гравийного фильтра – совокупность проведения двух отдельных процедур: гидравлического разрыва пласта и установки гравийного фильтра на забое скважины.

1.4. Факторы подготовки к ГРП

Следует учитывать ряд факторов при подготовке и дизайна операции ГРП, такие как:

1) литологическая характеристика пласта: тип коллектора, степень кавернозности и трещиноватости, степень сцементированности зерен, степень глинистости.

Основываясь на опыте проведения ГРП в России, известно, что наилучший эффект от применения технологии наблюдается в карбонатах или сильно сцементированных песчаниках с малой степенью трещиноватости и низким содержанием глин. Неуспешные операции ГРП определялись такими признаками как, например, разрушение глинистых экранов, ведущее к резкому увеличению обводненности скважин.

2) литологическая неоднородность, определяющаяся коэффициентами расчлененности, песчанистости и анизотропии. При воздействии на однородный пласт с низким коэффициентом анизотропии по проницаемости наблюдается наилучший эффект.

3) физические свойства пласта (проницаемость, пористость). В пластах с низкими фильтрационными характеристиками результат будет положительным, так как при высоких показателях проводить ГРП нецелесообразно.

4) наличие газовой шапки и подошвенной воды. Результативность операции ГРП ставится под сомнение при близости их расположения.

5) толщина продуктивного пласта. Для направленного ГРП необходимо отпакеровать пласт двумя пакерами, поэтому проведение данной операции достаточно проблематично в пластах мощностью менее 2 м.

6) глубина залегания пласта и величина пластового давления.

7) степень обводненности продукции скважин, которая определяет равномерность дренирования эффективной толщины пласта. При наличии высоко обводненных пропластков в продуктивной толщине результативность ГРП низка.

8) скорость закачки и давление обработки иногда ограничивают, в зависимости от градиента разрыва пласта и ресурсов устьевого оборудования.

9) жидкость разрыва влияет на распределение и закачивание расклинивающих агентов, а также на общую эффективность воздействия на пласт. Высоковязкая жидкость создает более широкую трещину и лучше транспортирует расклинивающие агенты.

10) объем жидкости разрыва влияет на раскрытость и длину трещины.

11) качество расклинивающего агента.

12) концентрация расклинивающего агента. Удерживающей способностью жидкости-песконосителя определяется содержание песка либо другого агента.

14) Объем продавочной жидкости, определяющий конечную глубину проникновения расклиненной трещины и ее проводимость [4].

1.5. Механизм ГРП и опыт применения

ГРП используется в качестве метода воздействия на пласт с конца 1940-х годов. В 1948 году была произведена первая операция ГРП.

По сравнению с применением кислотной обработки ГРП понимается более обширным методом воздействия на пласт. Во всех операциях ГРП применяются инертные гели и проппант (для создания высокопроводящей трещины), также известны операции с применением кислоты для создания эффективных вытравленных трещин [22].

Подбор таких параметров, как количество проппанта, объем и скорость закачки, необходимо определять индивидуально для каждой скважины для получения более высокого уровня добычи после ГРП.

ГРП применяется для пластов с низкой проницаемостью с целью:

- увеличить добычу или приемистость посредством образования каналов с высокой продуктивностью,
- стимулировать миграцию флюидов между скважиной и пластом.

А для пластов с высокой проницаемостью цели ГРП определяются как:

- изменение радиального характера притока жидкости из пласта к забою скважины [3];
- контроль пескопроявлений.

Успешное проведение ГРП требует хорошей координации и тесного сотрудничества специалистов добывающей и сервисной компаний. Для успешного проведения ГРП должны быть реализованы следующие мероприятия:

1. Выбор скважин-кандидатов для проведения операции ГРП: изучение всей имеющейся информации о скважине и ее истории.

2. Предварительный дизайн ГРП с учетом данных о скважине и рабочей жидкости. На этом этапе может быть проанализировано несколько вариантов.

3. Обзор входных данных для дизайна ГРП.

4. Завершение дизайна ГРП, разработка плана работ с учетом требований безопасности, касающихся как рабочего персонала, так и оборудования.

5. Доставка и монтаж оборудования сервисной компании на место проведения полевых работ.

6. Подготовка рабочей жидкости, следуя процедурам контроля качества и используя лучшие материалы, доступные на сегодняшний день.

7. Проведение собрания по технике безопасности; опрессовка оборудования. Нагнетательный тест и основной ГРП должны быть проведены профессионально при тесном взаимодействии представителей добывающей и сервисной компаний.

8. Закачка жидкости разрыва под давлением выше давления ГРП, для создания и развития трещины. Свойства жидкости регулируются таким образом, чтобы обеспечить эффективное развитие трещины - низкие потери флюида, относительно невысокое устьевое давление, что достигается с помощью использования вязкого, разжижающегося при сдвиге, сшитого геля на нефтяной или водной основе. Раскрытая трещина затем заполняется расклинивающим материалом - проппантом, для того чтобы трещина не закрылась; после проведения

операции и снятия давления, используемые при проведении операции жидкости должны постепенно деградировать - вязкость их уменьшается за счет добавления понизителей вязкости (окислители и энзимы), что облегчает процесс освоения скважины и очистку проппантной пачки [3].

9. Данные, полученные в результате проведения ГРП, должны быть сохранены. Цифровые данные должны быть использованы для дальнейших дизайнов ГРП. Все события, заслуживающие внимания, а также предложения по улучшению качества работ должны быть отражены в отчете.

10. После завершения ГРП необходимо провести наблюдение за характеристикой работы скважины. Оценка проведенного ГРП может потребовать использования меченых атомов для определения эффективности развития трещины. Также может быть полезным проведение ГДИС на неустановившихся режимах притока для получения величин эффективной длины и проводимости трещины для планирование мероприятий по усовершенствованию последующих ГРП [19].

2. Особенность технологии гидравлического разрыва пласта на Z месторождении

2.1. Краткая геолого-гидрогеологическая характеристика района расположения участка недр

Месторождение расположено на расстоянии 15 - 20 км от береговой линии, к востоку от южной оконечности Пильтунского залива между Z месторождением на севере и Z месторождением на юге (рисунок 2).

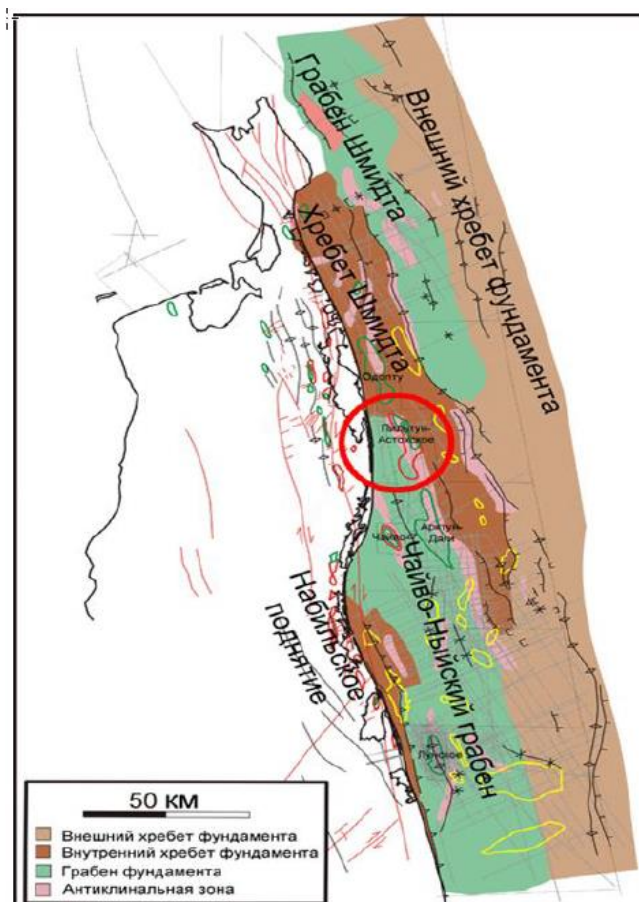


Рисунок 2 – Тектоническая схема северо-восточной части Сахалина

Z месторождение, протяженностью около 35 км и ширину порядка 5-10 км, состоит как из нефтяных, так и газовых залежей (рисунок 3).

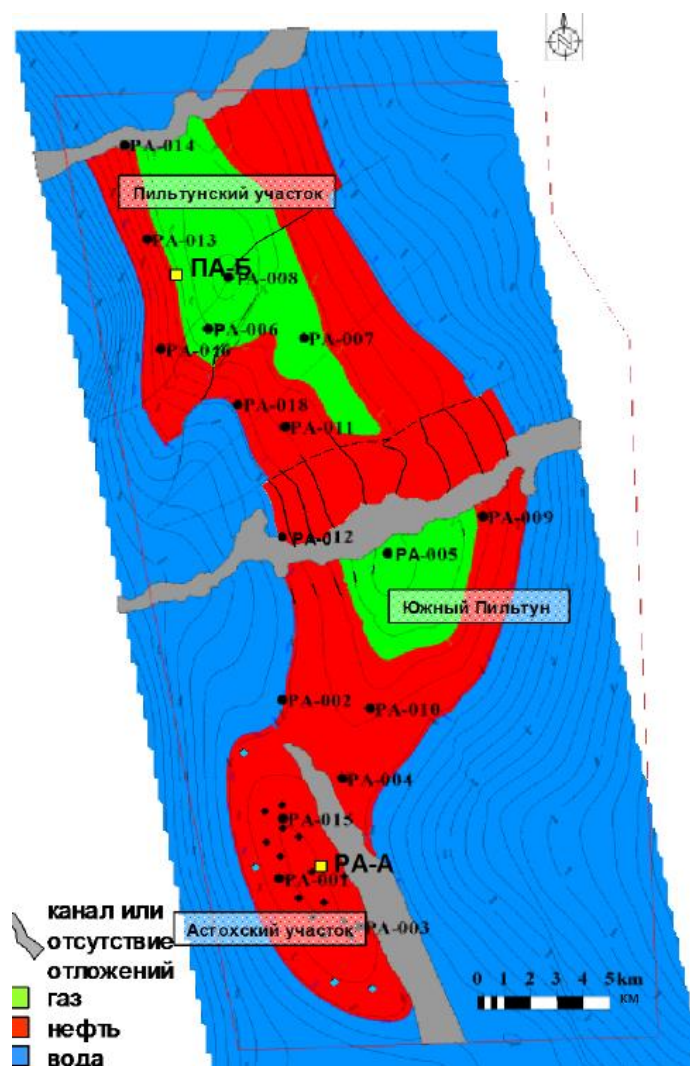


Рисунок 3 – Залежи нефти и газа XXI пластов Z месторождения.

Структурная карта по кровле пласта XXI-s

По величине запасов Z месторождение относится к крупным, по сложности геологического строения - к очень сложным, характеризующимся как наличием литологических замещений или тектонических нарушений, так и невыдержанностью толщин и коллекторских свойств продуктивных пластов.

Z нефтегазоконденсатное месторождение приурочено к антиклинальной складке, являющейся частью Одоптинской антиклинальной зоны ССЗ-ЮЮВ простирания (рисунок 4).

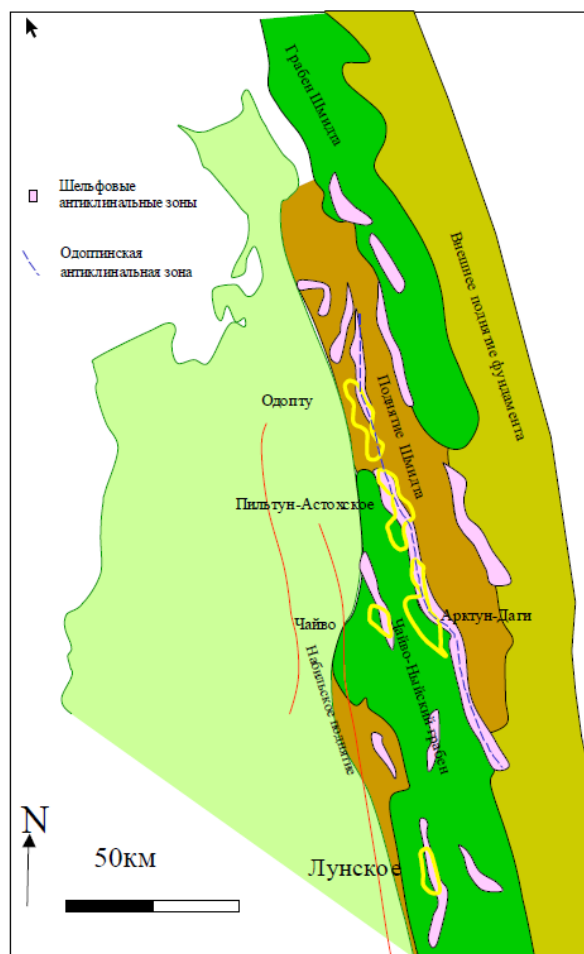


Рисунок 4 – Тектонические элементы шельфа Охотского моря у берегов
Северного Сахалина

Месторождение относится к многопластовым. Z нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ). Месторасположение платформы показано на рисунке 5.



Рисунок 6 – Платформа «Моликпак» (ПА-А)

Платформа Z была сооружена в 1983 – 1984 гг. как буровая платформа для работы в арктических прибрежных зонах и отнесена Американским бюро судоходства к судам ледового класса.

Стационарная платформа Z была установлена в проектное положение в августе 1998 г. в рамках реализации ТЭО обустройства Z лицензионного участка (этап 1 проекта «Сахалин-2»: Астохская площадь) на удалении 16,6 км от береговой линии в пределах территориального моря Российской Федерации.

Промышленная разработка Астохского участка начата 5 июля 1999 г.

2.2. Обзорное описание морской буровой платформы Z

Платформа Z представляет собой морскую стационарную ледостойкую платформу кессонного типа, состоящую из морского кессона, его стального основания – подставки, объемной палубы и верхних строений, предназначенную для бурения, добычи, подготовки нефти и газа и их дальнейшей транспортировки по морским трубопроводам на объединенный береговой технологический комплекс (ОБТК).

Платформа Z предназначена для круглогодичной эксплуатации с учетом ледовых условий, низких температур, ветровых и волновых режимов, сейсмических нагрузок.

Оборудование, установленное на платформе, позволяет выполнять работы по бурению, ремонту и эксплуатации скважин, добыче углеводородов (нефти, газа и конденсата), размещению отходов бурения и других жидкостей в непродуктивных пластах, закачке попутно добываемой воды и газа для целей поддержания пластового давления в залежи, подготовку углеводородов к транспортировке на береговые сооружения – ОБТК.

В июле 2018 г. исполнилось 19 лет с начала добычи нефти с платформы Z. Первые девять лет добыча велась только в безледовый период. В 2008 г. началась круглогодичная добыча углеводородов [11].

По состоянию на конец 2018 г. фонд скважин платформы Z включал шестнадцать нефтескважин, семь водонагнетательных и одну поглощающую скважины для обратной закачки буровых отходов в пласт. Среднесуточная добыча на платформе в 2018 г. составила 6,50 тыс. т (47,88 тыс. барр.) нефти и 0,78 млн м³ попутного газа.

С начала разработки месторождения платформа Z добыла более 38 млн т (более 281 млн барр.) нефти.

В 2018 г. на Астохском участке Z месторождения с целью увеличения эффективности системы поддержания пластового давления (ППД) проведена зарезка бокового ствола в водонагнетательной скважине и пробурена дополнительная водонагнетательная скважина.

В 2018 г. компания-оператор продолжала переводить скважины на газлифтный метод эксплуатации для увеличения уровня извлечения нефти, строить и вводить новые скважины в эксплуатацию, контролировать разработку месторождения, надежную эксплуатацию фонда скважин, качество нагнетаемой жидкости для ППД и работу системы закачки бурового шлама.

На платформе осуществляется постоянный контроль за составом и обводненностью продукции добывающих скважин, за процессом выноса твердых/механических примесей, а также за целостностью скважин.

2.3. Технологические особенности операции Frac&Pack. Общие сведения о гравийном фильтре.

В связи с особенностями расположения буровой компания-оператор сталкивается с проблемой выноса песка. Промысловая практика показывает, что методы предупреждения выноса песка гораздо более эффективны и экономически целесообразнее, чем последующие ремонтно-восстановительные работы [2].

В настоящее время наибольшим интересом пользуется применение механических способов борьбы с выносом песка. Такой способ борьбы с выносом песка заключается в установке противопесочных фильтров различных конструкций, принцип действия которых основан на применении арочного эффекта. Щели в фильтре или свободное пространство между гравийными частицами перекрываются не единичным зернами, а группами расклиненных зерен – арками. С образованием арочной структуры становится невозможным дальнейшее движение песка в канале, но вследствие того, что его сечение перекрываются не полностью, фильтрация продолжается. Размер щелей по отношению к диаметру частиц выносимого пластового песка – наиболее важный конструктивный параметр фильтров. Размеры щелей конструируют таким образом, чтобы гарантировались эффект сводообразования и полное прекращение выноса песка при предполагаемой производительности скважины.

Наиболее результативным средством борьбы с выносом песка из несцементированных пород-коллекторов является гравийный фильтр, который широко используется в нашей стране и за рубежом.

В отличие от проволочных и щелевых фильтров, песок задерживается в них не в единичных каналах, связывающих скважину с пластом, а в слое пористой среды, образованной гравием. Гравийные фильтры достаточно дешевы и

эффективны при экранировании как коротких, так и протяженных интервалов продуктивной толщи [2].

В процессе операции Frac&Pack на первой стадии происходит гидравлический разрыв пласта рабочей жидкостью разрыва, на второй стадии начинается упаковка гравийного фильтра. Жидкостью-песконосителем в созданные гидравлическим разрывом трещины закачивается и упаковывается гравий, который становится препятствием для проникновения песка в скважину.

Гравий (небольшие гладкие фрагменты твердых пород) – достаточно эффективный фильтр, способный задержать даже самые мелкие частицы и имеющим хорошие способности к самоочистке – в данном случае это вывод отфильтрованных частиц из потока жидкости, проходящего через слой гравийной набивки.

Эффективность гравийной набивки напрямую зависит от характеристик самого гравия. Чем больше частиц задержит основная часть гравийной набивки, тем меньше совершаемой работы придется на металлический скважинный фильтр, тем самым можно сделать вывод что конструкция скрина (металлического скважинного фильтра) прослужит дольше.

Основными характеристиками проппанта (гравия) являются:

- проницаемость после упаковки гравийной набивки, то есть после оказания на гравий давления породы,
- максимальный и минимальный размер зерен гравийной набивки,
- масса гравия в трещине после гидравлического разрыва,
- максимальное давление, выдерживающее частицами гравийной набивки,
- округлость зерен и их сферичность также влияют на качество гравийного фильтра. Улучшенная округлость и сферичность влекут за собой увеличенную пористость и проницаемость после приложения давления горных пород. При высоком давлении смыкания трещины более круглые частицы будут лучше

распределять нагрузку и будут иметь меньшее количество раздавленных частиц [11].

Гравийная набивка обеспечивает задержку пластового песка, поскольку внутри ее создается достаточно большое количество перемычек из пластовых частиц перед порами – такой тип задержания называется фильтрационным задержанием. Частицы гравия в гравийной набивке обычно в 1,5 – 2 раза меньше пластовых частиц, которые удерживают песок в породе, так как при таком размере гравия создается огромная сеть мелких перемычек. Гравий в набивке крупнее песка, вымываемого из скважины, поэтому гравий не оказывает влияние на снижение скорости потока жидкости к забою скважины [1].

Скрины или сетчатые фильтры бывают различных типов, которые приведены на рисунке 7.

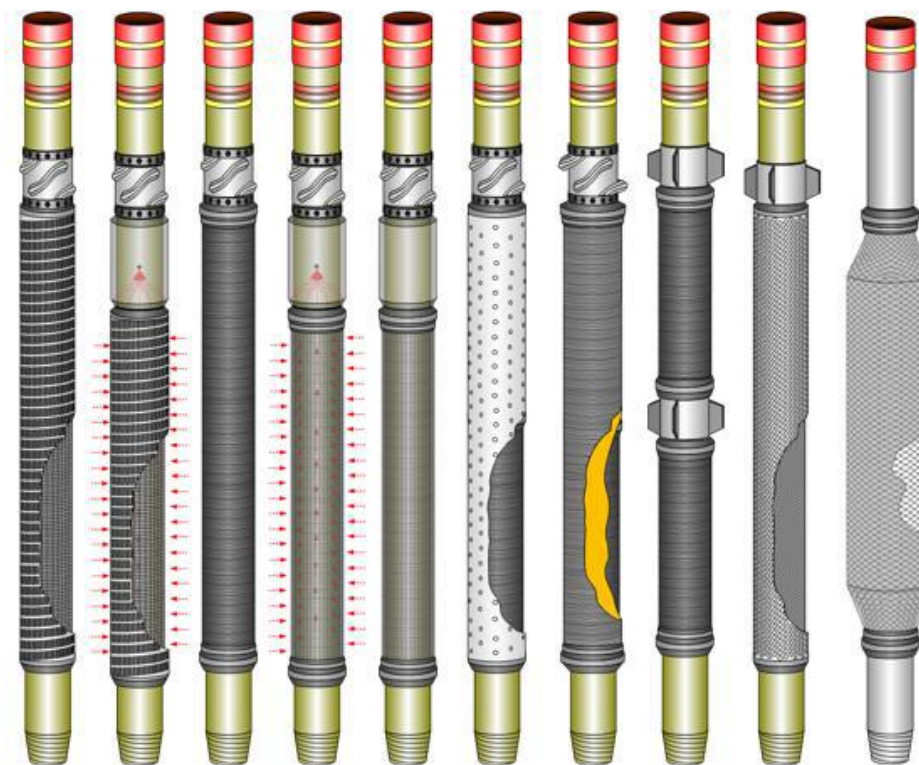


Рисунок 7 – Типы сетчатых фильтров

Для того чтобы правильно подобрать скрины необходимо учитывать размер частиц гравийной набивки.

Gravel Size	Gravel Diameter							Gravel Pack	Wire Spacing						
Range	Range					Median		Permeability							
US Mesh	Min		Max	Min	Max	D50 _{gravel}		K	Min		Max	Min		Max	
(no.)	(in)		(μm)		(in)	(μm)	(Darcy)	(in)		(μm)					
Resieved Sand									2		2				
6 / 12	0.0661	to	0.132	1700	to	3350	0.099	2525	1742	0.033	to	0.066	850	to	1675
8 / 16	0.0469	to	0.0937	1180	to	2360	0.070	1770	856	0.023	to	0.047	590	to	1180
12 / 20	0.0331	to	0.0661	850	to	1700	0.050	1275	444	0.017	to	0.033	425	to	850
16 / 30	0.0234	to	0.0469	600	to	1180	0.035	890	216	0.012	to	0.023	300	to	590
20 / 40	0.0165	to	0.0331	425	to	850	0.025	638	111	0.008	to	0.017	213	to	425
30 / 50	0.0117	to	0.0234	300	to	600	0.018	450	55	0.006	to	0.012	150	to	300
40 / 70	0.0083	to	0.0165	212	to	425	0.012	319	28	0.004	to	0.008	106	to	213
50 / 70	0.0083	to	0.0117	212	to	300	0.010	256	18	0.004	to	0.006	106	to	150

Рисунок 8 – Подбор сетчатого фильтра

Гравий, используемый при выбранном методе в данной работе имеет размер 30/50 меш. В соответствии с рисунком 8 можем сказать, что минимальный размер гравия будет составлять 300мкм ($0,0003\text{м}=0,3\text{мм}$), а максимальный 600 мкм ($0,0006\text{м}=0,6\text{мм}$). В соответствии с размером гравия выбираем зазор между витками сетчатого фильтра, в нашем случае зазор может варьироваться от 150 мкм ($0,00015\text{м}=0,15\text{мм}$) до 300 мкм ($0,0003\text{м}=0,3\text{мм}$).

Гранулометрический состав рассматриваемого пласта представлен на рисунке 9.

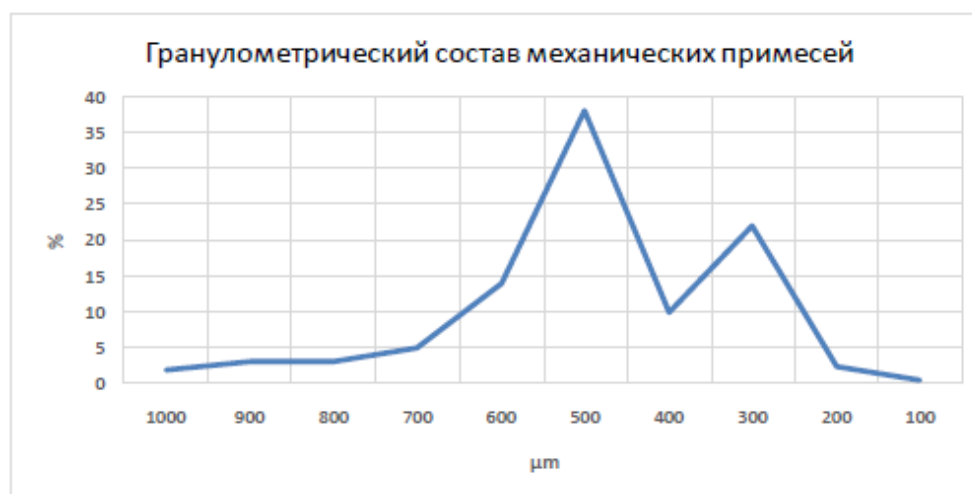


Рисунок 9 – Гранулометрический состав

Из ходя из приведенного выше графика можно сказать, что 90% выносимых из пласта частиц составляют частицы размером более ста микрон. Этим данным, по матрице Д.Тиффина, соответствует заканчивание – гравийная набивка и установка сетчатого фильтра. Потому как, большую часть механических примесей будет задерживать гравийная набивка, а мелкие частицы, в случае успешной фильтрации сквозь гравий, будут задержаны скважинным фильтром [1].

В течение семи лет, с 2005 по 2012 год, на платформе Z не проводились буровые работы. В 2009–2010 годах добыча была достаточно низкой. Из-за обводнения и выноса песка было принято решение остановить добычу на шести скважинах. Для решения проблемы в 2011 году было подготовлено дополнение к технологической схеме разработки Астохского месторождения. Чтобы повысить уровень добычи нефти и предупредить вынос песка в скважинах, было принято решение осуществить гидроразрыв продуктивного пласта с установкой гравийных фильтров по технологии Frac&Pack (технология ГРП). Эта технология успешно применяется на месторождении и представляет собой операцию, при которой под высоким давлением в нефтяной пласт закачивается специальное гелеобразное вещество, разрывающее пласт. А затем — расклинивающий агент (отсортированные керамические зерна определенного размера) — для поддержания трещины в открытом состоянии и создания в пласте высокопроницаемого канала, по которому нефть с большей скоростью поступает в скважину. Фильтры, в свою очередь, предотвращают проникновение механических примесей (песка), движущихся вместе с нефтью.

2.4. Реализация операции гидравлического разрыва пласта с установкой гравийного фильтра

Внутрискважинные операции на первой стадии заканчивания:

- спуск хвостовика;
- цементирование и перфорирование хвостовика;

- спускается неперфорированная колонна с установленными в ней скважинными фильтрами (скринами) (рисунок 10) с отверстиями меньшими, чем размер гравия для гравийной набивки, для исключения выноса его в скважину потоком жидкости;
- внутрь данной колонны помещается промывочная труба с установленным на ней кроссовером (рисунок 11).

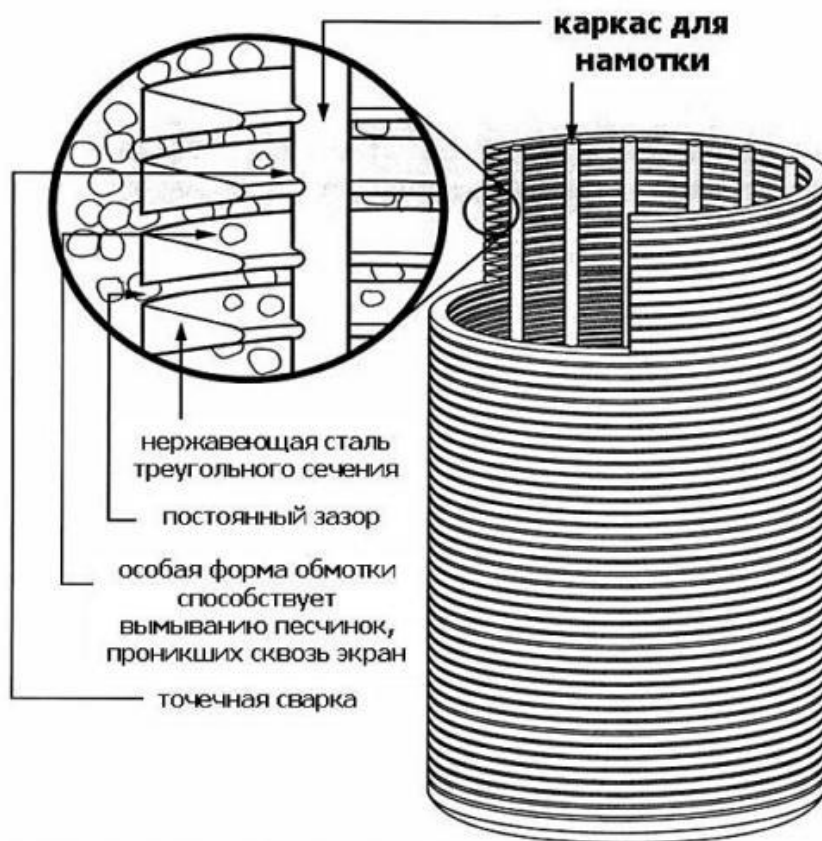


Рисунок 10 – Скважинный фильтр (Скрин)

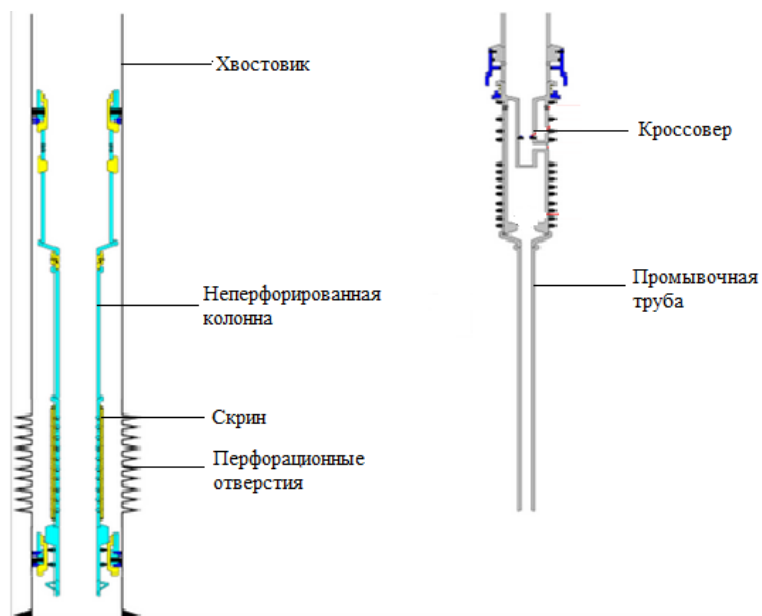


Рисунок 11 – Внутрискважинное оборудование

Главным элементом при проведении гидроразрыва пласта с гравийной намывкой является Кроссовер (рисунок 12). Кроссовер – это механическое устройство, предназначенное для направления жидкости в скважину и перекачивания жидкости в скважине в различных направлениях, сохраняя при этом изоляцию потоков друг от друга.

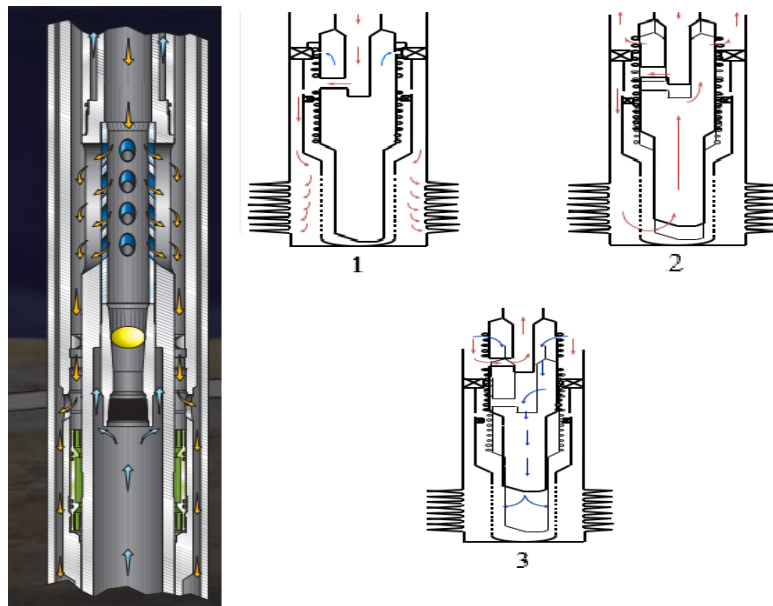


Рисунок 12 – Режимы работы кроссовера: 1 – режим закачки под давлением, 2 – режим циркуляции, 3 – режим реверса

У данного устройства есть три режима работы:

- Закачка под давлением (Squeeze Position), то есть без обратного притока.
- Режим циркуляции (Circulate Position), то есть с обратным притоком на поверхность.
- Режим реверса (Reverse Position), то есть направление потока по затрубному пространству над пакером в колонну и выноса жидкости на поверхность.

ГРП осуществляется при использовании режима Закачки под давлением. Продавочная жидкость закачивается в пласт под давлением и проходя через кроссовер направляется к интервалам перфорации, а затем в пласт, при этом возвращение потока на поверхность не происходит.

Начинается закачка в скважину жидкости разрыва для создания трещин: увеличение темпов нагнетания жидкости, снятие зависимости расхода жидкости от давления, по которой определяют момент расслоения пласта и ожидаемое давление нагнетания песчано-жидкостной смеси

3. РАСЧЕТ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА С УСТАНОВКОЙ ГРАВИЙНОГО ФИЛЬТРА

В таблице 1 приведены исходные данные для расчета технологических параметров ГРП

Таблица 1 - Исходные данные к расчету

Показатель	Обозначение	Размерность	Значение
Глубина скважины	L	м	2910
Глубина спуска НКТ	L _{нкт}	м	2835.4
Интервал перфорации	b ₃ -пер-b ₂ пер	м	2883.8 -2894.8
Наружный диаметр НКТ	D _{н.}	м	0,140
Внутренний диаметр НКТ	D _в	м	0,127
Продуктивный горизонт	h	м	14
Коэффициент проницаемости	k	м ²	0,2·10 ⁻¹²
Модуль упругости	E	МПа	700
Коэффициент Пуассона	v		0,3
Средняя плотность пород над продуктивным пластом	ρ _п	кг/м ³	2400
Дебит нефти до ГРП	Q	т/сут	916
Пластовое давление	P _{пл}	МПа	19,2
Депрессия на пласт	ΔP	МПа	10
Плотность нефти в нормальных условиях	ρ _н	кг/м ³	852,0
Динамическая вязкость нефти пластовая	μ _п	мПа·с	0,44
Плотность нефти в пластовых условиях	ρ _п	кг/м ³	724,0
Радиус контура скважины	R _к	м	400
Простои скважины в течении года	T _{пр}	сут	5

3.1. Практические расчеты при гидравлическом разрыве пласта и установки гравийного фильтра

При осуществлении технологии Frac&Pack используется гидроразрывной гель с низким содержанием гелеобразующего вещества с замедленным во времени загустеванием на основе пресной воды. Данный гель был выбран в качестве жидкости для ГРП в связи с высокой степенью проницаемости (ввиду низкого содержания гелеобразующего вещества) и низких потерь на гидравлическое трение (ввиду замедления механизма гелеобразования). Время замедления загустения отрегулировано для сведения к минимум гидравлического трения, сохраняя тоже время высокие переносящие свойства для расклинивания проппантом [11].

В качестве проппанта вместо песка в процессе Frac&Pack используется гравий, который так же является материалом для создания гравийного фильтра. В качестве продавочной жидкости используется семипроцентный солевой раствор. Предполагается закачка в скважину 25,5 тонны гравия (Q_p) с концентрацией (C) 350 кг/м³.

Для нагнетания будет применяться насосная установка высокого давления модели FS2250.

Принимаем темп закачки 0,0252 м³/с.

Параметры гравия (проппанта):

Название: CarboLite

Объемная плотность 1570 кг/м³, максимальное давление, которое может выдержать проппант, избегая деформации 82,7 МПа, размер 30/50.

Определим количество жидкости разрыва. Как правило объем жидкости гидравлического разрыва невозможно определить точно. Объем зависит напрямую от таких характеристик жидкости как: вязкость, фильтрация, а также от параметров: проницаемость пород, слагающих призабойную зону пласта, темп нагнетания рабочей жидкости и давление гидроразрыва.

Объем жидкость разрыва определяют на основании данных о породах составляющих продуктивный интервал. Принято при коллекторе, сложенном плотными горными породами, применять объемы 4-6 м³ на каждые 10 метров продуктивного интервала, но при этом необходимо учитывать, чтобы продуктивная толщина была не более 20 метров. В рассматриваемом в данной работе случае, породы слабосцементированные, поэтому объем рабочей жидкости необходимо принимать в среднем в 2 раза больше чем при случае с плотными и хорошо сцементированными породами.

Рассчитаем объем рабочей жидкости:

$$V_{ж.р.} = (14 * 4) * 2 = 112 \text{ м}^3, \quad (4)$$

Определение количества проппанта:

Предполагается закачка в пласт 25,5 тонн гравия.

$$V_{г.ф.} = 3,14 * (0,14^2 - 0,116^2) * 300 = 5,79 \text{ м}^3, \quad (5)$$

$$m_{г.ф.} = V_{г.ф.} * \rho_{г.} = 5,79 * 1570 = 9090,3 \text{ кг} = 9,09 \text{ т}, \quad (6)$$

Для создания гравийного фильтра на забое необходимо 9 тонн гравия. Гравийная набивка составит 300 м. Тогда общий объем проппанта составляет 34,5 тонн.

Определим количество жидкости песконосителя:

$$V_{ж.п.} = \frac{Q_{п.} * 10^3}{c}, \quad (7)$$

$$V_{ж.п.} = \frac{25,5 * 10^3}{350} = 72,8 \text{ м}^3, \quad (8)$$

Определим объем продавочной жидкости:

$$V_{прод} = \frac{\pi * d_{вн}^2 * H * 1,3}{4}, \quad (9)$$

где H – глубина залегания пласта, м;

$d_{вн}$ – внутренний диаметр насосно-компрессорных труб, м;

$$V_{прод} = \frac{3,14 * 0,127^2 * 2894,8 * 1,3}{4} = 47,65 \text{ м}^3, \quad (10)$$

В таблице 2 представлены все необходимые для проведения ГРП с установкой гравийного фильтра реагенты.

Таблица 2 – Количество и расход реагентов

Наименование реагента	Концентрация реагента	Норма расхода на 1 скв. – опер.
Соль 7%	1000 л/м ³	37000 л
Геллянт	8,75 кг/м ³	1765,7 л
ПАВ	1 л/м ³	389,3 л
Буфер	0,2 кг/м ³	1343 л
Разрушитель геля	0,2 л/м ³	7,9 кг
Проппант		34,5 т

Определим давление разрыва пласта:

$$P_{грп} = P_r - P_{пл} + \sigma_p, \quad (11)$$

$$P_r = H * \rho * g, \quad (12)$$

где P_r – горное давление (вертикальная составляющая);

σ_p – прочность породы на разрыв в условиях всесторонней компрессии (обычно 1,5 МПа);

ρ – средняя плотность вышележащих горных пород (2200- 2600 кг/м³), в среднем 2400 кг/м³;

g – гравитационная постоянная;

$$P_r = 2894,8 * 2400 * 9,8 * 10^{-6} = 68,08 \text{ МПа}, \quad (13)$$

$$P_{грп} = 68,08 - 19,2 + 1,5 = 50,38 \text{ МПа}, \quad (14)$$

Горизонтальная составляющая горного давления будет равна:

$$P_{гг} = \frac{P_r * 0,25}{1 - 0,25}, \quad (15)$$

$$P_{гг} = \frac{68,08 * 0,25}{1 - 0,25} = 22,69 \text{ МПа}, \quad (16)$$

Рассчитаем давление столба продажной жидкости $\rho_{п.ж}$ плотностью 860 кг/м³:

$$P_3 = \rho_{п.ж} * g * H, \quad (17)$$

$$P_3 = 860 * 9,81 * 2894,8 * 10^{-6} = 24,4 \text{ МПа}, \quad (18)$$

Определим объемную долю гравия в смеси:

$$\beta_{п} = \frac{C/\rho_{г}}{(C/\rho_{г})+1}, \quad (19)$$

где C – концентрация гравия в 1 м³ жидкости;

$\rho_{п}$ – плотность гравия, кг/м³;

$$\beta_{п} = \frac{350/1570}{(350/1570)+1} = 0,18, \quad (20)$$

Рассчитаем плотность жидкости – песконосителя:

$$\rho_{ж.п.} = \rho_{г} * (1 - \beta_{п}) + \rho_{проп} * \beta_{п}, \quad (21)$$

где $\rho_{г}$ – плотность жидкости разрыва, кг/м³;

$\beta_{п}$ – объемная доля проппанта в смеси;

$$\rho_{ж.п.} = \rho_{г} * (1 - \beta_{п}) + \rho_{проп} * \beta_{п}, \quad (22)$$

$$\rho_{ж.п.} = 1043 * (1 - 0,18) + 1570 * 0,18 = 1137,86 \text{ кг/м}^3, \quad (23)$$

Определим число Рейнольдса:

$$Re = \frac{4*Q*\rho_{ж}}{\pi*d_{вн}*\mu_{ж}}, \quad (24)$$

где Q – темп закачки жидкости – песконосителя, м³/с;

$\rho_{ж.п.}$ – плотность жидкости – песконосителя, кг/м³;

$d_{вн}$ – внутренний диаметр колонны насосно-компрессорных труб, м;

$\mu_{ж.п.}$ – вязкость жидкости – песконосителя

$$\mu_{ж} = \mu_{г} * e^{3,18*\beta_{п}}, \quad (25)$$

где $\mu_{г}$ – динамическая вязкость геля, мПа·с;

$\beta_{п}$ – объемная доля проппанта в смеси;

$$\mu_{ж} = 100 * e^{3,18*0,18} = 177,25 \text{ мПа} * \text{с}, \quad (26)$$

$$Re = \frac{4 \cdot 0,0252 \cdot 1137,86}{3,14 \cdot 0,127 \cdot 0,177} = 1624,96, \quad (27)$$

Рассчитаем коэффициент гидравлического сопротивления:

$$Re < 2300, \quad (28)$$

$$\lambda = \frac{64}{Re}, \quad (29)$$

$$\lambda = \frac{64}{1624,96} = 0,039, \quad (30)$$

Далее определим потери давления при движении жидкости, приходящиеся на трение в колонне насосно-компрессорных труб.

$$P_{тр} = 1,52 \cdot \lambda \cdot \frac{16 \cdot Q^2 \cdot L \cdot \rho_{ж}}{2 \cdot \pi^2 \cdot d_{BH}^5}, \quad (31)$$

где λ – коэффициент гидравлического сопротивления;

Q – скорость закачки жидкости – песконосителя, м³/с;

L – глубина скважины, м.

$$P_{тр} = 1,52 \cdot 0,039 \cdot \frac{16 \cdot 0,0252^2 \cdot 2910 \cdot 1137,86}{2 \cdot 3,14^2 \cdot 0,127^5} = 6,27 \text{ МПа}, \quad (32)$$

Оценка устьевого давления при проведении процесса гидравлического разрыва пласта с намывкой гравийного фильтра:

$$P_y = P_z - \rho_{ж} \cdot g \cdot L + P_{тр}, \quad (33)$$

где P_z – забойного давление при осуществлении процесса;

$P_{тр}$ – потери давления на трение, МПа.

Расчет забойного давления скважины при реализации мероприятия:

$$P_z = P_{грп} \cdot a, \quad (34)$$

где a – необходимое превышение забойного давления над давлением разрыва, $a = 1,2-1,4$:

$$P_z = 50,38 \cdot 1,3 = 65,5 \text{ МПа}, \quad (35)$$

$$P_y = 65,5 - 1137,86 \cdot 9,81 \cdot 2910 \cdot 10^{-6} + 6,27 = 39,29 \text{ МПа}, \quad (36)$$

Рассчитаем длину созданной трещины:

$$r_t = 5,08 \cdot 10^{-5} \cdot C \cdot (Q \cdot \sqrt{\frac{\mu \cdot t_p}{k}})^{0,5}, \quad (37)$$

где C – эмпирический показатель, учитывающий давление и свойства горных пород (обычно 0,02);

Q – расход жидкости разрыва, м³/мин;

μ – вязкость жидкости разрыва, Па·с;

t_p – время нагнетания жидкости разрыва в пласт, мин;

k – коэффициент, характеризующий проницаемость горных пород.

$$t_p = \frac{V_{ж.р} + V_{ж.п.} + V_{прод}}{Q}, \quad (38)$$

где $V_{ж.р}$ – объем жидкости разрыва;

$V_{ж.п.}$ – объем жидкости песконосителя;

$V_{пр}$ – объем продажной жидкости;

$$t_p = \frac{112 + 72,8 + 47,65}{0,0085} = 27347,06 \text{ с} = 455,78 \text{ мин} = 7,6 \text{ час}, \quad (39)$$

$$r_t = 5,08 * 10^{-5} * 0,02 * (0,0085 * \sqrt{\frac{0,434 * 27347,06}{0,2 * 10^{-12}}})^{0.5} = 99,1 \text{ м}, \quad (40)$$

Определим раскрытость трещины:

$$W_o = \frac{4 * (1 - \nu) * r_t * (P_{гп} - P_{гг})}{E}, \quad (41)$$

$$W_o = \frac{4 * (1 - 0,3) * 28,77 * (50,38 - 22,69)}{7 * 10^5} = 0,011 = 1,1 \text{ см}, \quad (42)$$

Сделаем проверку раскрытости трещины по формуле М.Экономидиса:

$$w = \frac{V_{проп}}{r_t * h} \text{ м}, \quad (43)$$

$$w = \frac{25500/1570}{99,1 * 14} = 0,012 \text{ м} = 1,2 \text{ см}, \quad (44)$$

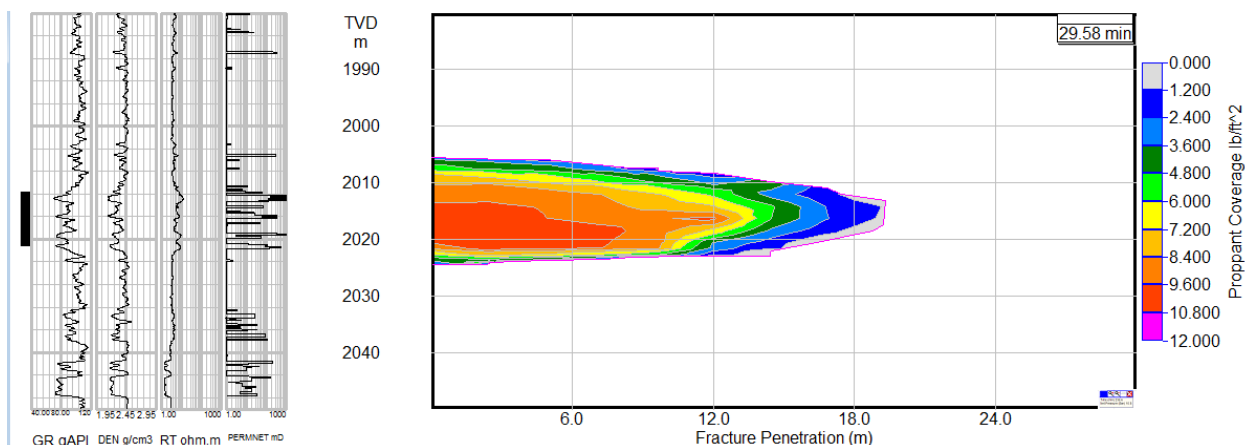


Рисунок 13 – Профиль распределение расклинивающего агента по трещине

3.2. Расчет технологического эффекта

Рассчитаем проницаемость призабойной зоны после гидроразрыва пласта по формуле:

$$k_{пз} = \frac{k_{п*}h + k_{rp}*w}{h+w}, \quad (45)$$

Трещина заполнена гравием, поэтому проницаемость графия принимается равной проницаемости трещины, однако проницаемость гравийной набивки зависит от давления под которым он находится, то есть давление вышележащих горных пород 6500 psi.

Используя данные из паспорта гравия, примем проницаемость гравийной набивки равной 160 Дарси = 160 мкм² (рисунок 14).

[Reference Permeability, Darcies @ 250°F

Closure Stress [psi]	2 lb/ft ² 12/18	2 lb/ft ² 16/20	2 lb/ft ² 20/40	2 lb/ft ² 30/50	2 lb/ft ² 40/70
2,000	2,003	1,288	570	250	135
4,000	1,325	955	480	200	100
6,000	570	510	340	160	80
8,000	293	276	210	110	60
10,000	141	150	120	75	35
12,000	—	—	—	40	25

Рисунок 14 – Проницаемость проппанта в зависимости от фракции и давления

Тогда:

$$k_{пз} = \frac{0,2*14+160*0,011}{14+0,011} = 0,325 \text{ мкм}^2, \quad (46)$$

Применив формулу Дюпюи, вычислим дебит скважин после воздействия на пласт/призабойную зону пласта операцией ГРП:

$$Q = \frac{2\pi*k*h*\Delta P}{\mu_H*\ln\frac{R_k}{r_t}}, \quad (47)$$

$$Q = \frac{2*3,14*0,2*14*10*10^{-3}}{0,44*\ln\frac{400}{99,1}} = 0,286 \text{ м}^3/\text{с} = 24745 \text{ м}^3/\text{сут} = 17915 \text{ т}/\text{сут}, \quad (48)$$

После проведения ГРП на скважине №107 Пультун – Астохского месторождения дебиты скважины увеличились до 17915 т/сут.

Продолжительность эффекта от проведения ГРП принимается на основе данных по опытам применения ГРП на территории шельфа о.Сахалин, где было проведено ГРП нефтяных скважин. Эффект от ГРП проявился в увеличении коэффициента продуктивности скважины и получении притока нефти со средней продолжительностью эффекта 517 суток. Результаты проведения ГРП представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Технологический эффект от применения ГРП

Месторождение	№ скв	Результаты		
		Дебит до мероприятия, т/сут	Дебит после мероприятия, т/сут	Продолжительность эффекта, сут
Z	№107	916	2061	517

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б4В	Селезнев Александр Владимирович

Школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело (21.03.01)

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических и человеческих	Расчет величины экономического эффекта и затрат на реализацию проекта, расчет дополнительной добычи нефти
Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций, нормы расхода материалов, инструмента и др.
Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 20%
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Экономическая эффективность от реализации метода
Планирование и формирование бюджета научных исследований	
Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет экономической эффективности внедрения новой технологии

Перечень графического материала	
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	12.03.2019

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Криницына Зоя Васильевна	к.т.н., доцент		12.03.2019

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4В	Селезнева Александра Владимировна		12.03.2019

4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Основная цель любого негосударственного предприятия – максимизация прибыли. Увеличение доходов любой нефтегазовой компании в значительной степени зависит от увеличения добываемых углеводородов. В связи с чем в рамках настоящего исследования проводится анализ проведения гидравлического разрыва пласта с установкой гравийного фильтра на Z нефтегазоконденсатном месторождении.

В данном разделе проводится расчет экономической эффективности указанного метода увеличения продуктивности скважины.

В таблице 4 представлены необходимые данные для расчета затрат на производство работ, а так же представлены источники информации.

Таблица 4 – Данные для расчета величины экономического эффекта

Показатели	Ед.измер	Количество	Источник информации
1	2	3	4
Годовой объем добычи нефти по платформе (до проведения ГРП)	т.т	1649,8	http://www.sakhalinenergy.ru
Среднесуточный дебит нефти: – до реализации мероприятия – после реализации мероприятия	т/сут т/сут	916 2061	Таблица 3
Продолжительность технологического эффекта	сут	517	Таблица 3
Цена реализации нефти (внутр.рынок)	руб./т	19357	*Отчет предприятия
Нормативное время на проведение ГРП	час	32,4	Наряд-задание

1	2	3	4
Часовая тарифная ставка – ведущего инженера – инженера лаборанта – инженера электрика – мастера – механика	руб.		*Отчет предприятия
		344,42	
		302,12	
		302,12	
		243,97	
		219,61	
Аренда спецтехники для ГРП – Насос – Спец.арматура устья – Блендер – Блок телеметрии – Блок манифольдов – Цистерна для реагентов 75 м3 – Бункер под гравий 40 т –Кроссовер, промывочная труба	руб./час руб./час руб./час руб./час руб./час руб./час руб./час руб./час		*Отчет предприятия
		3276	
		3190	
		3456	
		3677	
		2967	
		3652	
		4276	
		3286	
Объем проппанта для ГРП	т	40,2	
Цена проппанта	руб./т	22320	
Жидкость гидроразрыва на 1 скв-операцию,:			
– Гель	кг	52,15	
– Разрушитель геля	л	13,9	
– Понизитель трения	л	429,3	
– Геллянт	кг	2465,7	
– Ингибитор коррозии	л	1843	

1	2	3	4
Себестоимость добычи 1т нефти до проведения ГРП В т.ч условно-переменные расходы	руб. руб.	7150 2635	*Отчет предприятия
Налог на прибыль	%	20,0	Налоговый кодекс
Страховые взносы	%	30,0	
Простои скважины в течении года	сут	5	*Отчет предприятия
Численность рабочих в бригаде	чел	5	*Отчет предприятия
Премия	%	50	
Районный коэффициент	%	180	
Северная надбавка	%	80	
Расстояние «база – скважина(платформа)»	км	180	*Отчет предприятия
Стоимость 1 часа доставки единицы спецтехники на платформу	руб	12583	
Время доставки спецтехники на платформу	час	4,3	*Отчет предприятия
Примечание: исходные данные представлены по отчету «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.»			

4.1. Расчет объема дополнительной добычи нефти

Планируется, что в результате проведения мероприятия будет получен дополнительный объем нефти. Дополнительный объем добычи нефти рассчитывается с использованием данных таблицы по формуле 49:

$$\pm Q_{н.д.} = Q_2 - Q_1 \quad (49)$$

где Q_1 – объем добычи нефти до ГРП;

Q_2 – объем добычи нефти после ГРП;

$$\begin{aligned} Q_1 &= q_1 * N_1 * T_2 * K_{Э1} \\ Q_2 &= q_2 * N_1 * T_2 * K_{Э2} \end{aligned} \quad (50)$$

где q_1 и q_2 – среднесуточный дебит, соответственно в старом стволе и новом после проведения ГРП, т/сут;

N – количество скважин;

T_2 – продолжительность технологического эффекта, сут;

$K_э$ – коэффициент эксплуатации.

Объем добычи нефти до проведения ГРП рассчитывается, исходя из существующих дебитов нефтяной жидкости.

Объем добычи нефти по скважине до проведения ГРП:

$$Q_1 = 916 * 517 * 1 * 0,98 = 464\,100,6 \text{ т.}$$

Объем добычи нефти по скважине после проведения ГРП:

$$Q_1 = 2061 * 517 * 1 * 0,98 = 1\,044\,226 \text{ т.}$$

Таким образом объем дополнительно добытой нефти по скважине составляет:

$$\Delta Q_{н,доп} = 1\,044\,226 - 464\,100,6 = 580\,125,7 \text{ т.}$$

4.2. Затраты на аренду спецтехники

Реализация ГРП с установкой гравийного фильтра требует нижеуказанных затрат. Затраты на аренду необходимого оборудования и доставку оборудования на морскую платформу.

Затраты на доставку оборудования на платформу рассчитываются в зависимости от количества определенного типа оборудования, времени доставки спецтехники на платформу (из отчета предприятия и расчетного времени пути от базы до платформы) и стоимости часа доставки оборудования на платформу учитывая используемый вид транспорта. Подробный расчет затрат на доставку

спецтехники на платформу представлен в таблице 5 – затраты на доставку спецтехники на платформу.

Таблица 5 – Затраты на доставку спецтехники на платформу

Вид техники	Количество, шт	Время доставки на платформу, час	Стоимость 1 часа доставки. руб	Сумма, руб.
Насос	2	4,3	12583	108213,8
Спец.арматура устья	1	4,3	12583	54106,9
Блендер	1	4,3	12583	54106,9
Блок телеметрии	1	4,3	12583	54106,9
Блок манифольдов	1	4,3	12583	54106,9
Цистерна для реагентов 75 м3	3	4,3	12583	162320,7
Бункер под гравий 40т	2	4,3	12583	108213,8
Кроссовер, промывочная труба	1	4,3	12583	54106,9
Итого				649282,8

Для расчета расходов на аренду спецтехники для реализации выбранного метода интенсификации притока потребуется нормативное время проведения операции по наряд заданию, которое представлено в таблице 3.5, количество необходимого оборудования, а также стоимость одного часа проката оборудования.

Затраты на аренду спецтехники рассчитываются по формуле 51 представлен в таблице 6.

$$Z_{\text{спец}} = V_p * C \quad (51)$$

где V_p – время пробега, часы;

С – стоимость 1 часа аренды спецтехники, руб.

Таблица 6 – Затраты на аренду спецтехники

Вид техники	Количество, шт	Нормативное время по наряд-заданию, час	Стоимость 1 часа проката, руб	Сумма, руб.
Насос	2	32,4	3276	212284,8
Спец.арматура устья	1	32,4	3190	103356
Блендер	1	32,4	3456	11974,4
Блок телеметрии	1	32,4	3677	119134,8
Блок манифольдов	1	32,4	2967	96130,8
Цистерна для реагентов 75 м3	3	32,4	3652	354974,4
Бункер под гравий 40т	2	32,4	4276	277084,8
Кроссовер, промывочная труба	1	32,4	3286	106466,4
Итого				1381406,4

Все затраты на спецтехнику определяются суммированием затрат на аренду спецтехники и ее доставку на место проведения операции. Таким образом затраты на спецтехнику составят [9]:

$$Z_{\text{спец}} = 649282,8 + 1381406,4 = 2030689,2 \quad (52)$$

4.3. Затраты на материалы и реагенты

Расходы, связанные с приобретением реагентов, зависят от нормы расхода реагентов, а также от цены используемого реагента. Затраты на приобретение

химических реагентов рассчитываются по формуле 53 и представлены в таблице 7 – химические реагенты и проппант для проведения ГРП, необходимые данные для расчетов представлены в таблице 3 – Количество и расход компонентов на 1 скв. - операцию:

$$Z_{\text{реаг}} = N_p * C_{\text{реаг}} \quad (53)$$

где N_p – норма расхода реагента, т.;

$C_{\text{реаг}}$ – цена реагента с учетом ТЗР, без НДС, руб./т.

Таблица 7 – Химические реагенты и проппант для проведения ГРП

Реагент	Концентрация реагента	Норма расхода на 1 скв.- операцию	Цена с учетом ТЗР, без НДС руб/ед	Сумма, руб
1	2	3	4	5
Соль 7%	0,51 кг/м3	52,15 кг	677,95	35355,09
Разрушитель геля	0,094 кг/м3	13,9 кг	559,67	7779,41
ПАВ	4,63 л/м3	429,3 л	490,87	210730,49
Геллянт	20,02 кг/м3	2465,7 л	524,21	1292544,59
Буфер	15,98 л/м3	1843 л	614,3	1132154,9
Итого				2678564,49
Проппант		34,5 т	22320	770 040
Итого				3 448 604,49

4.4. Затраты на оплату труда

Гидравлический разрыв пласта с установкой гравийного фильтра проводится бригадой из 5 человек в составе ведущего инженера, инженера лаборанта, инженера электрика, мастера и механика.

Расчет заработной платы для состава бригады представлен в таблице 8 с учетом тарифной ставки по каждому разряду, северного и районного коэффициентов, а также временем проведения операции, которой приведена в таблице 4.

Таблица 8 – Расчет заработной платы

Профессия	Кол – во	Тарифная ставка, руб./час	Время проведения мероприятия, ч.	Тарифный фонд ЗП, руб.	Сев. И рай. Коэф. 180%+80%	Премия 50%	ЗП с учетом надбавок, руб
1	2	3	4	5	6	7	8
Ведущий инженер	1	344,42	32,4	11159,21	29013,94	5579,60	45752,75
Инженер лаборант	1	302,12	32,4	9788,69	25450,59	4894,34	40133,62
Инженер электрик	1	302,12	32,4	9788,69	25450,59	4894,34	40133,62
Мастер	1	243,97	32,4	7904,63	20552,03	3952,31	32408,97
Механик	1	219,61	32,4	7115,36	18499,95	3557,68	29172,99
Итого:	4			45756,57	118967,1	22878,3	187601,96

Из расчетов следует, что общие затраты на выплату заработной платы рабочим составили 187601,96 руб.

4.5. Страховые взносы

Страховые взносы в государственные внебюджетные фонды: Пенсионный фонд, Фонд социального страхования, Фонд обязательного медицинского страхования и страхования от несчастных случаев на производстве

Расчет страховых взносов при проведения гидравлического разрыва пласта с установкой гравийного фильтра представлен в таблице 9.

Рассчитывая затраты на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, выбираем класс III с тарифом 0,4 для предоставления услуг по добыче нефти и газа, а также предоставления прочих услуг, связанных с добычей нефти и газа (код по ОКВЭД – 11.20.4).

Таблица 9 – Расчет страховых взносов при производстве гидравлического разрыва пласта

Показатель	Ведущий инженер	Инженер лаборант	Инженер электрик	Мастер	Механик
1	2	3	4	5	6
Кол-во работников	1	1	1	1	1
ЗП, руб	45752,75	40133,62	40133,62	32408,97	29172,99
ФСС (2,9%)	1326,83	1163,87	1163,87	939,86	846,02
ФОМС (5,1%)	2333,39	2046,81	2046,81	1652,86	1487,82
ПФР (22%)	10065,61	8829,4	8829,4	7129,97	6418,06
Страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных	183,01	160,53	160,53	129,64	116,69

заболеваний (0,4%)					
Всего, руб.	13908,84	12200,62	12200,62	9852,33	8868,59
Общая сумма, руб:	57030,99				

4.6. Накладные расходы

Накладные расходы, которые составляют 20% от прямых затрат. Для этого все прямые затраты сведены в таблицу 10 для более удобного рассмотрения и расчета.

Затраты на проведение мероприятия рассчитываются по формуле 54 и сводятся в таблице 10:

$$Z_{\text{мер}} = Z_{\text{реаг}} + Z_{\text{зп}} + Z_{\text{соц}} + Z_{\text{спец}} \quad (54)$$

где $Z_{\text{реаг}}$ – затраты на закупку химических реагентов, руб.;

$Z_{\text{зп}}$ – затраты на заработную плату промышленно-производственного персонала, руб;

$Z_{\text{соц}}$ – затраты на страховые взносы, руб;

$Z_{\text{спец}}$ – затраты на доставку спецтехники, руб.

Таблица 10 – Затраты на проведение ГРП с установкой фильтра

Статьи затрат	Сумма, руб
Аренда и доставка спецтехники	2030689,2
Материалы	3448604,49
Заработная плата	187601,96
Страховые взносы	57030,99
Итого	5723926,64
Накладные расходы 20%	1144785,33
Общая сумма:	6868711,97

4.7. Экономическая эффективность от внедрения метода

В случае добычи дополнительного объема нефти необходимо учесть, что затраты, связанные с извлечением также будут влиять на срок окупаемости, такие затраты называются условно-переменными, рассчитываются по формуле 55 и составляют:

$$З_{\text{доп}} = Q_{\text{н.доп}} * З_{\text{пер}} \quad (55)$$

где $Q_{\text{н.доп}}$ – объем дополнительно добытой нефти, т;

$З_{\text{пер}}$ – условно-переменные затраты на добычу 1 т нефти, руб/т.

$$З_{\text{доп}} = 580125,7 * 2635 = 1528631220 \text{ руб}$$

Далее для нахождения прибыли и срока окупаемости необходимо суммировать прямые затраты на мероприятие и условно-переменные по формуле 56:

$$З_{\text{общ}} = З_{\text{мер}} + З_{\text{доп}} \quad (56)$$

$$З_{\text{общ}} = 6868711,97 + 1528631220 = 1535499931 \text{ руб}$$

Выручка от реализации дополнительно добытой нефти находится по формуле 57:

$$В_{\text{доп}} = \Delta Q_{\text{ндоп}} * Ц \quad (57)$$

где $Ц$ – цена реализации нефти.

$$В_{\text{доп}} = 580125,7 * 19357 = 11229493175 \text{ руб}$$

Экономический эффект является основным обобщающим показателем, характеризующим эффективность мероприятия. Экономический эффект учитывает такие показатели, как: производительность труда, фондоотдача, материалоемкость и энергоемкость производства, а также уровень технического производства и качества продукции. При оценке внедрения мероприятия определяется показатель экономического эффекта, который показывает во сколько раз стоимостная оценка результатов превышает стоимостную оценку затрат, в течении всего срока

осуществления выбранного мероприятия. И определяется по формуле 58, где P_T – стоимостная оценка результатов и Z_T – стоимостная оценка затрат:

$$\mathcal{E}_T = P_T - Z_T \quad (58)$$

Проводить определение стоимостной оценки результатов и затрат возможно несколькими методами. Первый из них применяется в том случае, когда внедряемое мероприятие позволяет увеличить объемы производимой продукции. В таком случае стоимостная оценка результатов – это прорость производимой продукции, которая оценивается в ценах, установленных предприятием. Z_T представляют собой затраты на производство дополнительного объема продукции, а также затраты на реализацию внедряемого мероприятия. Второй метод определения применяется в том случае, когда внедряемое мероприятие вносит изменения в технико-экономические показатели производства, это осуществляется посредством реконструкции или модернизации, изменения техники и технологии отдельных элементов производства, совершенствование организации или управления. В случае если объем производимой продукции не изменяется, то P_T выражаются суммой, на которую уменьшаются затраты на производство продукции.

При изменении объема производства величина учитывает изменения объема продукции в цене предприятия на реализацию. Экономический эффект от внедрения мероприятия:

$$\mathcal{E} = B_{\text{доп}} - Z_{\text{общ}} \quad (59)$$

$$\mathcal{E} = (580125,7 * 19357) - 1535499931 = 9693993243 \text{ руб}$$

Поскольку в данной работе рассмотрен процесс увеличения продуктивности скважины, тем самым увеличивается среднесуточный дебит и снижается себестоимость 1 тонны нефтяного продукта. Себестоимость добычи 1 тонны нефти после проведения метода увеличения нефтеотдачи рассчитывается исходя из себестоимости до проведения мероприятия по формуле 60:

$$C_2 = \frac{Q_1 * C_1 + Z}{Q_1 + Q_{\text{н,доп}}} \quad (60)$$

$$C_2 = \frac{1044226,26 * 7150 + 6868711,97}{464100,56 + 580125,7} = 5156 \text{ руб}$$

Прибыль, полученная предприятием от внедрения метода увеличения отдачи нефти за счет добычи дополнительного объема нефти и изменения себестоимости добычи нефти определяется по формуле (прибыль балансовая):

$$П_6 = (Ц - C_2) * (Q_1 + Q_{н.доп}) - (Ц - C_1) * Q_1 \quad (61)$$

где Ц – цена реализации нефти, руб;

C_1 и C_2 – себестоимости добычи нефти до и после внедрения гидравлического разрыва с установкой гравийного фильтра, руб.;

Q_1 – годовой объем добычи нефти по предприятию до внедрения гидроразрыва, т;

$Q_{н.доп}$ – дополнительная добыча нефти, т.

$$\begin{aligned} П_6 &= (19357 - 5156) * (464100,56 + 580125,7) - (19357 - 7150) * 464100,56 \\ &= 9163781582 \text{ руб} \end{aligned}$$

Чистая прибыль предприятия – это балансовая прибыль за исключением налога на прибыль.

$$H_{пр} = П_6 * \frac{H_{ст}}{100} \quad (62)$$

где $H_{ст}$ – ставка налога на прибыль, 20%.

$$H_{пр} = 9163781582 * \frac{20}{100} = 1832756316 \text{ руб}$$

Прибыль чистая:

$$П_ч = П_6 - H_{пр} \quad (63)$$

$$П_ч = 9163781582 - 1832756316 = 7331025266 \text{ руб}$$

Срок окупаемости затрат на мероприятие рассчитывается по формуле 64:

$$T_{ок} = \frac{З_{общ}}{П_ч} \text{ (лет)} \quad (64)$$

$$T_{ок} = \frac{1535499931}{7331025266} = 0,2 \text{ (лет)} = 76,45 \text{ сут}$$

Таким образом, расчет экономической эффективности от внедрения мероприятия гидравлический разрыв пласта с установкой гравийного фильтра показывает, что его применение ведет за собой увеличение среднесуточного дебита, тем самым увеличивая прибыль предприятия, а также снижает себестоимость продукции, что так же положительно влияет на прибыль.

В таблице 11 представлены технико-экономические показатели применения мероприятия, где базовый вариант – это показатели без проведения гидравлического разрыва пласта, по проекту – это показатели после внедрения данного мероприятия.

Таблица 11 – Техничко-экономические показатели проведения мероприятия

Показатели	Ед.изм.	Баз.вар	По проекту
1	2	3	4
1 Годовой объем добычи нефти	т.т	1649,8	2580,7
2 Объем дополнительной нефти	т	-	712870,6
3 Среднесуточный дебит	т/сут	916	2061
4 Продолжительность технологического эффекта	сут	-	517
5 Себестоимость добычи 1 т нефти	руб	7150	5156
6 Затраты на мероприятие, всего в том числе: 6.1 Затраты прямые, всего из них:	млн.руб	-	152,8

– материалы;	млн.руб	-	3,5
– проппант(гравий);	млн.руб	-	2,67
– заработная плата;	млн.руб	-	1,8
– страховые взносы;	млн.руб	-	0,057
– спецтехника.	млн.руб	-	2,03
6.2 Условно-переменные расходы	млн.руб	-	135,7
7 Экономический эффект	млн.руб	-	969,3
8 Прибыль чистая	млн.руб	-	733,1
9 Налог на прибыль	млн.руб	-	183,2
10 Срок окупаемости прямых затрат на мероприятие	сут	-	76,45

Таким образом, рекомендуется реализация данного мероприятия на У нефтегазоконденсатном месторождении, экономическая эффективность которого доказывается следующими моментами:

Среднесуточный дебит увеличился с 916 т/сут до 2061 т/сут;

Себестоимость 1 тонны нефти снизилась с 7150 руб. до 5156 руб;

Выручка от реализации дополнительного объема нефти составила 112 млн. руб.

Чистая прибыль предприятия от внедрения данного метода интенсификации притока 733,1 млн.руб.

Срок окупаемости затрат на мероприятие составил 76,45 сут.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б4В	Селезневой Александре Владимировне

Школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело (21.03.01)

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Рабочее место при ГРП располагается вблизи устья скважины, где находится обслуживаемое оборудование, инструменты и приспособления для выполнения ремонтных работ на производстве. Оборудование - насосные агрегаты, блок манифольда. Материалы и жидкости - жидкость гидроразрыва, горюче-смазочные материалы.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: физико-химическая природа вредности, ее связь с разрабатываемой темой; действие фактора на организм человека; предлагаемые средства защиты. 1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: механические опасности (источники, средства защиты;	Вредные факторы: повышенный уровень шума и вибрации; повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны; повышенный уровень ионизирующих излучений в рабочей зоне. Опасные факторы: механическая опасность; электробезопасность; термическая опасность.

термические опасности (источники, средства защиты); электробезопасность	
Экологическая безопасность: анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); анализ воздействия объекта на литосферу (отходы).	Воздействие на атмосферу: пары химических реагентов, выхлопные газы автомобилей. Воздействие на гидросферу: разливы жидкости разрыва, химических реагентов, подтеки горюче-смазочных материалов. Воздействие на литосферу: смыв загрязнения с поверхностей площадок дождевыми водами.
Безопасность в чрезвычайных ситуациях: перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; выбор наиболее типичной ЧС; разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации ее последствий.	Чрезвычайные ситуации могут возникнуть по следующим причинам: открытое фонтанирование скважин, взрывы, ошибочные действия персонала при производстве работ, отказ приборов контроля и сигнализации, отказ электрооборудования и исчезновение электроэнергии, производство ремонтных работ без соблюдения необходимых технических мероприятий, коррозия оборудования
Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	Рассмотрены правовые нормы согласно ТК РФ N 197 - ФЗ, приведены организационные мероприятия по компоновке рабочей зоны согласно правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности.
Перечень графического материала	
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4В	Селезнева Александра Владимировна		

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Компания «Сахалин Энерджи» в своей деятельности руководствуется планом действий в области охраны труда, здоровья, окружающей среды и социальной деятельности.

План описывает систему управления в области охраны труда, окружающей среды, техники безопасности (ОТОСБ) и социальной деятельности компании. В нем содержатся конкретные обязательства и стандарты в сфере управления воздействием и его мониторинга. Они сформулированы по результатам проведения оценок воздействия на окружающую среду, здоровье и социальную сферу.

План действий в сфере ОТЗОС и СД распространяется на все объекты проекта, на все работы по строительству и операции на территории о. Сахалин или прилегающих к нему районов, независимо от того, выполняются ли эти работы компанией или подрядчиками компании от ее имени.

В данной главе будут рассмотрены: жизненно важные правила безопасности, производственная безопасность, экологическая безопасность, а также правовые и организационные вопросы производственной безопасности.

5.1. Производственная безопасность

В данном пункте анализируются вредные и опасные факторы, которые могут возникать при проведении гидроразрыва пласта.

Таблица 12 – Опасные и вредные факторы при проведении ГРП

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-2015)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Проведение гидроразрыва пласта	1.Повышенный уровень шума и вибрации 2.Повышенная загазованность и запыленность рабочей зоны 3.Повышенный уровень ионизирующих излучений в рабочей зоне	1.Механическая опасность 2.Электробезопасность 3.Термическая опасность.	1. ГОСТ 12.01.003-2014. Средства и методы защиты от шума [24]; ГОСТ 31192.1-2004 [25] и ГОСТ 12.1.012-2004. Вибрация [26]. 2. ГН 2.2.5.2308 – 07. Загрязняющие вещества в атмосферном воздухе [27]. 3. НРБ-09/2009. Норм радиационной безопасности [28]. 4. ГОСТ 12.1.038–82. ССБТ Электробезопасность [29]. 5. ГОСТ 30852.1-2002. Электрооборудование взрывозащищенное [30].

5.1.1 Анализ вредных производственных факторов

Повышенный уровень шума и вибрации.

Шум является одним из наиболее распространенных неблагоприятных факторов условий труда на производстве. Под влиянием интенсивного шума нарушаются функции не только слухового анализатора, но и центральной нервной, сердечно-сосудистой и других физиологических систем. Работа в условиях интенсивного шума приводит к снижению производительности труда, росту брака и увеличению вероятности получения производственных травм.

Предельно допустимые уровни шума и вибрации должны соответствовать санитарным нормам на рабочих местах, согласно ГОСТ 12.01.003-2014. Уровень шума не должен превышать 80 дБ.

Для борьбы с шумом на нефтеперерабатывающих и газотранспортных предприятиях отрасли реализуется комплексная автоматизацию и телемеханизацию производственных процессов при бурении скважин и транспортировке нефти; снижение шума в источнике его возникновения; снижение шума на путях его распространения; рациональную планировку компрессорных станций (КС); внедрение рациональных режимов труда и отдыха; разработку и обеспечение рабочих средствами защиты.

В пределах рабочей площадки находится производственное оборудование (насосные агрегаты, миксеры), их работа сопровождается повышенным уровнем вибрации. Контакт человека с вибрирующими объектами отрицательно сказывается на его здоровье и работоспособности: повышается утомляемость, происходит нарушение вестибулярных реакций и координации движений, развитие нервных заболеваний снижается производительность и качество труда.

В настоящее время, согласно ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ «Средства защиты работающих. Классификация», существуют следующие средства защиты от повышенного уровня вибрации на рабочем месте: оградители вибрации;

виброизолирующие, виброгасящие и вибропоглощающие материалы; автоматического контроля и сигнализации; дистанционного управления.

Повышенная загазованность и запыленность рабочей зоны.

При проведении ГРП может происходить утечка газа, что может привести к отравлению рабочих. Загазованность на территории осуществления ГРП должна определяться с помощью газоанализатора, а утечки газа – обмыливанием. Применение огня для обнаружения мест утечек газа категорически запрещается. Обнаружив утечку газа, необходимо принять меры по ее устранению, соблюдая все требования по охране труда при выполнении газоопасных работ, а при невозможности самостоятельного устранения действовать в соответствии с планом ликвидации аварий. В процессе работы следует периодически контролировать загазованность, а в случае необходимости обеспечить принудительную вентиляцию [18].

Повышенный уровень ионизирующих излучений в рабочей зоне.

Любой вид ионизирующих излучений вызывает биологические изменения в организме как при внешнем (источник находится вне организма), так и при внутреннем облучении (радиоактивные частицы попадают внутрь организма с пищей, через органы дыхания).

Степень воздействия ионизирующих излучений на живой организм зависит от мощности дозы облучения, продолжительности этого воздействия, вида излучения и радионуклида, попавшего внутрь организма.

В соответствии с требованиями Закона о радиационной безопасности населения введены дозовые пределы:

для персонала 20 мЗв (милиЗивертов) в год при производственной деятельности с источниками ионизирующих излучений;

1 мЗв – для населения.

Защита от ионизирующих излучений осуществляется с помощью следующих мероприятий:

- сокращение продолжительности работы в зоне излучения;
- полная автоматизация технологического процесса;
- экранирование источника излучения;
- увеличение расстояния;
- использование средств индивидуальной защиты и предупреждение знаком радиационной опасности;
- постоянный контроль за уровнем ионизирующего излучения и за дозами облучения персонала.

Для защиты людей от ионизирующих излучений следует строго соблюдать требования «Норм радиационной безопасности (НРБ-09/2009)» и «Основных санитарных правил обеспечения радиационной безопасности (ОСПОРБ-99/2010)».

5.1.2 Анализ опасных производственных факторов

Механическая опасность.

Источников механической опасности может быть огромное количество, например, аппараты, установки имеют огромные размеры, их обслуживание и ремонт в связи с этим очень затруднителен и травмоопасен. В ходе эксплуатации установки может случиться взрыв или пожар. Наличие в системе высокого давления и температуры может служить причиной для травм. Для того чтобы защитить себя от травм на производстве, работники должны строго соблюдать все инструкции по эксплуатации оборудования, все правила поведения на производственной площадке. Вовремя проводить ремонт и диагностику оборудования, ликвидировать, если это возможно, или контролировать все возможные источники опасности. В случае механической опасности, работники должны как можно быстрее на нее среагировать и принять все необходимые меры для ее устранения [18].

Электробезопасность.

Опасность поражения электрическим током существует, например, при работе со станцией управления насосом.

Значение напряжения в электрической цепи должно удовлетворять ГОСТ 12.1.038-82 [21]. Аварийный режим работы электроустановок на нефтегазодобывающих предприятиях не допускается.

Все применяемое электрооборудование и электроинструменты должны иметь заземление и подлежат занулению отдельной жилой кабеля с сечением жилы не менее сечения рабочих жил или заземляющий провод диаметром 16 см².

С целью предупреждения рабочих об опасности поражения электрическим током, широко используются плакаты и знаки безопасности.

Мероприятия по созданию безопасных условий:

- инструктаж персонала;
- аттестация оборудования;
- соблюдение правил безопасности и требований при работе с электротехникой.

Термическая опасность. Пожароопасность и взрывоопасность.

При обеспечении пожарной безопасности следует руководствоваться «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности ФЗ №123» от 2008 года, РД-13.220.00-КТН-367-06 и другим утвержденным в установленном порядке федеральным законом от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. От 02.07.2013) [18].

Промышленная зона, где производятся работы, должна быть укомплектованы первичными средствами пожаротушения:

- огнетушители порошковые ОП-10 - 10 шт., или углекислотные;
- ОУ-10 - 10 штук или один огнетушитель ОП-100 (ОП-50 2 шт.);
- лопаты - 2 шт.;
- топор, лом - по 1 шт.

Допуск работников к проведению работ должен осуществляться после прохождения ими противопожарного инструктажа.

Вся передвижная техника в зоне проведения работ должна быть обеспечена искрогасителями заводского изготовления. Компрессоры, опрессовщики,

задействованные в производстве подготовительных и огневых работ, должны оснащаться не менее чем двумя огнетушителями ОУ-10, ОП-10.

Тушение пожара производится специальными средствами пожаротушения: огнетушители, стволы с водой, сухой песок. Для постоянного контроля, на пожароопасных работах дежурит пожарный экипаж. Для предотвращения небольшого очага возгорания подойдут подручные средства: одеяла, вода.

5.2. Экологический контроль на производстве

«Сахалин Энерджи» осуществляет производственный экологический контроль на своих объектах в целях выполнения требований природоохранного законодательства, соблюдения установленных нормативов в области охраны окружающей среды, обеспечения рационального использования природных ресурсов и выполнения планов уменьшения воздействия на окружающую среду.

Производственный экологический контроль ведется по следующим направлениям:

- осуществление контроля за воздействием на атмосферный воздух;
- осуществление контроля воздействия на водные объекты;
- осуществление контроля в области обращения с отходами.

«Сахалин Энерджи» стремится к снижению воздействия на окружающую среду, в том числе путем сокращения выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух.

С целью снижения выбросов на объектах компании применяются газовые турбины, оборудованные устройствами понижения выбросов оксидов азота. На факельных установках применяется система повышения турбулентности газа, что способствует его сжиганию в бессажевом режиме. Проводятся мероприятия по повышению эксплуатационной надежности и безаварийности работы оборудования, осуществляется контроль за соблюдением технологического режима работы газовых турбин. Для своевременного устранения потенциально возможных

утечек газа на объектах компании осуществляется обследование и диагностика оборудования, проводится необходимый ремонт и обслуживание с использованием стационарных и переносных газоанализаторов.

Проводится инструментальный контроль стационарных источников на соответствие установленным нормативам предельно допустимых выбросов, ведутся наблюдения за качеством атмосферного воздуха на границах санитарно-защитных зон в районах расположения объектов компании.

Компания стремится к сокращению потребления воды на производственные нужды и снижению воздействия на окружающую среду в результате сброса сточных вод.

В целях обеспечения нормативов допустимых сбросов загрязняющих веществ в водные объекты и рационального использования водных ресурсов проводится контроль эффективности работы очистных сооружений и контроль качества сточных, поверхностных и подземных вод, а также контроль соблюдения установленных объемов водопотребления и водоотведения. Поддерживаются в исправном состоянии водозаборные и очистные сооружения, ведутся регулярные наблюдения за водоохранными зонами водных объектов.

Мониторинг состояния окружающей среды в районах расположения производственных объектов компании негативного воздействия на водные объекты не выявил.

Деятельность компании в области обращения с отходами направлена на соблюдение российских и международных требований, оптимизацию процесса обращения с отходами с целью снижения негативного воздействия на окружающую среду.

Основной объем отходов компании представлен малоопасными для окружающей среды отходами (IV и V классы опасности). В основном это отходы бурения скважин и твердые коммунальные отходы.

Для предотвращения негативного воздействия на окружающую среду отходы бурения размещались нагнетанием через специальные поглощающие скважины в глубокие горизонты недр, которые имеют необходимые изолирующие пласты, обеспечивающие их полную локализацию и надежное захоронение.

Компания осуществляет постоянный мониторинг технологического процесса закачки и принимает все обоснованные меры по сокращению объемов образования отходов бурения.

Все отходы I–III классов опасности передаются лицензированным подрядным организациям для утилизации или обезвреживания. Отходы IV–V классов опасности компания передает для размещения на специально оборудованных полигонах, соответствующих российским требованиям. [9]

5.2.1 Источники загрязнения и виды воздействия на природную среду

Первостепенными источниками загрязняющего воздействия при гидравлическом разрыве пласта являются:

- жидкости ГРП (разрыва, продавочная);
- загрязненные ливневые воды;
- горюче смазочные материалы (ГСМ);
- продукты сгорания топлива при работе ДВС;
- хозяйственно-бытовые жидкие и твердые отходы;

Виды возможного воздействия на природную среду при ГРП:

- загрязнение жидкостями ГРП и химическими реагентами почвы,
- поверхностных водоемов, атмосферного воздуха.

Второстепенные объекты негативного воздействия:

- почвы;
- недра;
- поверхностные водоемы;
- атмосферный воздух;

- растительный и животный мир [19].

5.2.2 Решения по обеспечению экологической безопасности при проведении ГРП

При осуществлении гидравлического разрыва в большинстве случаев используют жидкости на основе нефти. Причем перед закачкой их обрабатывают химическими составами. Последние имеют в своей основе вещества 3 класса опасности и большинство других веществ 2-3 класса. Это напрямую говорит о том, что при утечке они представляют серьезную опасность для окружающей среды. Поэтому на производстве применяют следующие способы, предотвращающие попадание жидкостей разрыва в окружающую среду:

жидкости для гидравлического разрыва изготавливаются по специальным технологиям, не допускающим их попадания в почву;

при сборке-разборке быстросъемных соединений и других креплений арматуры применяются поддоны;

проведение ГРП осуществляют только при полностью герметизированной эксплуатационной колонне и в отсутствие ЗКЦ (за колонная циркуляция) [19].

5.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация – обстановка, возникающая в результате аварии на объекте или определенной территории, а также в результате иного природного или техногенного бедствия. В результате ЧС наносится серьезный вред окружающей среде и народному хозяйству, ставится под угрозу жизнь людей, а также причиняется ущерб имуществу населения. ЧС подразделяются на трансграничные, территориальные, федеральные, региональные, местные и локальные. Принадлежность ЧС к той или иной категории зависит от числа пострадавших людей, размера ущерба в материальном отношении, а также от площади воздействия вредоносных факторов.

Для предотвращения и быстрой ликвидации аварий, которые могут возникнуть на объектах нефтедобычи при чрезвычайных ситуациях составляются планы по ликвидации возможных аварий (ПЛВА). ПЛВА составляются в соответствии с правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности и должны содержать следующее: перечень возможных аварий на объекте; способы оповещения об аварии (сирена, световая сигнализация, громкоговорящая связь, телефон и др.), пути выхода людей из опасных мест и участков в зависимости от характера аварии; действия лиц технического персонала, ответственных за эвакуацию людей и проведение предусмотренных мероприятий; список и порядок оповещения должностных лиц при возникновении аварии; способы ликвидации аварий в начальной стадии, первоочередные действия технического персонала по ликвидации аварий (пожара), предупреждению увеличения их размеров и осложнений; осуществление мероприятий по предупреждению тяжелых последствий аварий, порядок взаимодействия с специализированными службами; список и местонахождение аварийной спецодежды, средств индивидуальной защиты (СИЗ) и инструмента; список пожарного инвентаря, находящегося на объекте; акты испытания СИЗ, связи, заземления; график и схему по отбору проб газовой среды; технологическая схема объекта; годовой график проведения учебных занятий для предотвращения возможных аварий.

5.4. Специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства

Согласно ТК РФ, N 197 – ФЗ каждый работник имеет право на: рабочее место, соответствующее требованиям охраны труда; обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний в соответствии с федеральным законом; получение достоверной информации от работодателя, соответствующих государственных органов и общественных организаций об условиях и охране труда на рабочем месте, о существующем риске повреждения здоровья, а также о мерах по защите от

воздействия вредных или опасных производственных факторов; отказ от выполнения работ в случае возникновения опасности для его жизни и здоровья вследствие нарушения требований охраны труда, за исключением случаев, предусмотренных федеральными законами, до устранения такой опасности; обеспечение средствами индивидуальной и коллективной защиты в соответствии с требованиями охраны труда за счет средств работодателя; обучение безопасным методам и приемам труда за счет средств работодателя; личное участие или участие через своих представителей в рассмотрении вопросов, связанных с обеспечением безопасных условий труда на его рабочем месте, и в расследовании происшедшего с ним несчастного случая на производстве или профессионального заболевания; внеочередной медицинский осмотр в соответствии с медицинскими рекомендациями с сохранением за ним места работы (должности) и среднего заработка во время прохождения указанного медицинского осмотра; гарантии и компенсации, установленные в соответствии с настоящим кодексом, коллективным договором, соглашением, локальным нормативным актом, трудовым договором, если он занят на работах с вредными и (или) опасными условиями труда; повышенные или дополнительные гарантии и компенсации за работу на работах с вредными или опасными условиями труда могут устанавливаться коллективным договором, локальным нормативным актом с учетом финансово-экономического положения работодателя [9].

5.4.1 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Гидравлический разрыв пласта осуществляется при надзоре ответственного инженерного работника согласно плану работ, подписанному руководителем организации: в процессе ГРП персоналу запрещается находиться вблизи нагнетательных трубопроводов и рядом с устьем скважины; напорный коллектор блока манифольдов должен быть оборудован датчиками контрольно-измерительных приборов, предохранительными клапанами и линией сброса

жидкости, а нагнетательные трубопроводы обратными клапанами. Схема обвязки устья скважины перед проведением ГРП согласовывается с противофонтанной службой; после обвязки устья скважины необходимо опрессовать нагнетательные трубопроводы на ожидаемое давление при гидравлическом разрыве пласта с коэффициентом запаса не менее 1,25.

В процессе ГРП все оборудование работает на предельных паспортных режимах при высоких давлениях, поэтому для обеспечения безопасности работ необходимо придерживаться следующих правил: работников допускают к проведению ГРП только после соответствующего инструктажа по ТБ (техника безопасности); территорию вокруг скважины очищают от посторонних предметов; расставляют агрегаты, обвязывают все оборудование, опрессовывают его под непосредственным руководством и контролем ответственного руководителя работ; насосные агрегаты должны иметь исправную контрольно-измерительную аппаратуру; предохранительные клапаны должны быть предварительно опрессованы, а их сброс должен быть обеспечен линией, отводящей жидкость под агрегат; при опрессовке обвязки и пакера рабочие не должны находиться у устья скважины и у элементов обвязки. В это время запрещается проводить какие-либо работы с элементами обвязки; демонтаж оборудования разрешается только после снижения давления до атмосферного.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Технология проведения гидроразрыва пласта с установкой гравийного фильтра рекомендуется как метод борьбы с пескопроявлением, который так же положительно влияет на среднесуточный дебит скважины.

На основе учебных и научных данных были изучены теоретические основы технологии ГРП. На основе фактического материала, полученного в процессе разработки, компанией было принято решение применить технологию гидроразрыва пласта с установкой гравийного фильтра на скважине X месторождения X.

Описана технология проведения и оборудование, применяемые для данного метода воздействия на пласт, произведены расчеты технологического и экономического эффектов, на основании которых получены следующие результаты:

дебит нефти на обрабатываемой скважине увеличился в 2,3 раза;

затраты на проведение гидроразрыва пласта окупились в течение двух-трех месяцев, что свидетельствует о целесообразности проведения гидроразрыва пласта с установкой гравийного фильтра на выбранной скважине.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Арестов Б.В. Разработка и исследование техники технологии создания гравийных фильтров в скважинах. - ВНИИГАЗ, 1987. - 176с.
2. Анализ современных механических способов предотвращения выноса пластового песка в скважинах подземных хранилищ газа / Боридько Е.В. // Вестник Ставропольского государственного университета. 2011. № 77(6). Часть 2. С. 68 – 71.
3. Деева Т.А., Камартдинов М.Р., Кулагина Т.Е., Шевелев П.В. Современные методы разработки месторождений на поздних стадиях. Учебное пособие. — Томск: Центр профессиональной переподготовки специалистов нефтегазового дела, 2006. — 286 с.
4. Кирина И.Л., Пирматова В.Р., Мавлиханов Р.Р. Экономическая эффективность гидравлического разрыва пласта скважины на примере Известинского месторождения, статья, стр. 743 – 748.
5. Некрасов В.И., Глебов А.В., Ширгазин Р.Г., Вахрушев В.В. — Лангепас–Тюмень, ГУП «Информационно-издательский центр ГНИ по РБ», 2001. — 240 с.
6. Тетельмин В.В., Язев В.А. Нефтегазовое дело. Полный курс. Учебное пособие. — Долгопрудный: Издательский Дом "Интеллект", 2009. - 800 с.
7. Усачев П.М. Гидравлический разрыв пласта. М.: Недра, 1986. — 165 с.
8. Гидродинамические исследования скважин. [Электронный ресурс] URL: <https://www.petroleumengineers.ru/forum/36> (дата обращения 15.10.2017)
9. Гарантии права работников на труд в условиях, соответствующих требованиям охраны труда, [Электронный ресурс], Режим доступа: <http://tkodeksrf.ru/ch-3/rzd-10/gl-36/st-220-tk-rf>. Дата обращения: 20.04.2018г
10. Книга нефти: термин «МГРП» [Электронный ресурс] URL: kniganefti.ru/word.asp?word=152 (дата обращения 05.10.2017)

11. Отчет об устойчивом развитии «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.» 2018г. [Электронный ресурс] URL: http://www.sakhalinenergy.ru/ru/media/sd_report/ (дата обращения 18.04.2019)
12. Оценка экономической эффективности ГПП. [Электронный ресурс] URL: http://www.neftvnb.ru/text/biblioteka/grp_03.pdf (дата обращения 18.09.2017)
13. Передовой метод гидравлического разрыва пласта с использованием геомеханического моделирования и механики пород – технически интегрированный подход. [Электронный ресурс] URL: https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/russia02/aut02/p74_83.pdf (дата обращения 05.09.2017)
14. РИА Новости. [Электронный ресурс] Нефтегазовый проект "Сахалин-2". Справка URL: <https://ria.ru/eco/20091113/193384909.html> (дата обращения 05.09.2017)
15. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений [Электронный ресурс] Исследование показателей экономической эффективности гидроразрыва пласта. URL: <http://www.rcptechnology.ru/images/library/1365760249.pdf> (дата обращения 05.09.2017)
16. Расчет и методы увеличения производительности нефтяной скважины. [Электронный ресурс] URL: <http://snkoil.com/press-tsentr/polezno-pochitat/raschet-i-metody-uvelicheniya-proizvoditelnosti-neftyanoy-skvazhiny/> (дата обращения 18.09.2017)
17. Технология обратной закачки отходов бурения Проект «Сахалин-2» [Электронный ресурс] URL: <http://new.groteck.ru/images/catalog/32772/d859c3328796c9f4ad644d02c6c514c8.pdf> (дата обращения 05.09.2017)
18. Технологическая схема разработки Пильтун – Астохского месторождения, «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд». [Электронный

ресурс]

URL:

http://www.sakhalinenergy.ru/media/library/ru/Environmental/EnvironmentalDocuments/CRI_Tech_Project_Astokh_2017_Volume%20III%20PMOOS%20text.pdf (дата

обращения 18.04.2019)

19. Экологический паспорт нефтегазоконденсатного Пильтун-Астохского месторождения – ОАО «Сахалин Энерджи Инвестмент компании Лтд»

20. Экологическая безопасность при ГРП, [Электронный ресурс], Режим доступа: <http://vseonefti.ru/upstream/frac.html>. Дата обращения: 20.04.2018г.

21. PetroSkills Hydraulic Fracturing Applications, Alfred R. Jennings, Jr. PE Enhanced Well Stimulation, Inc. 2003. - 168 с.

22. Alfred R. Jennings, Jr.. PE Enhanced Well Stimulation, Inc.

23. ГОСТ 12.1.038-82 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов (с Изменением N 1). [Электронный ресурс] URL: <http://docs.cntd.ru/document/5200313> (дата обращения 18.04.2019)